Deutscher Bundestag **Drucksache 17/7181**

17. Wahlperiode 12. 09. 2011

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes

Energie 2011 – Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten

Inhaltsverzeichnis

		Seite
Vorwort		8
Kurzfassung		10
1	**Einführung**	20
2	**Wichtige aktuelle Entwicklungen im Energiesektor**	20
2.1	Folgewirkungen einer Neubewertung der Kernenergie	20
2.1.1	Ausgangslage: Ausstieg aus der Kernenergie und Ausstieg aus dem Ausstieg	21
2.1.2	Ausstieg aus der Kernenergie infolge der Nuklearkatastrophe in Fukushima	21
2.1.3	Strompreis- und Wettbewerbseffekte	22
2.1.4	Klimapolitische Effekte	22
2.1.5	Auswirkungen auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit und Außenhandelseffekte	23
2.1.6	Schlussfolgerungen	24
2.2	Rekommunalisierung	24
2.2.1	Konzessionsvergabe	25
2.2.1.1	Kartellrechtliche Entscheidungspraxis	25
2.2.1.2	Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur	27
2.2.2	Ökonomische Betrachtung der Rekommunalisierung	28

Zugeleitet mit Schreiben der Monopolkommission vom 14. September 2011 gemäß § 62 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes.

Seite

3 Die Märkte für leitungsgebundene Energie 30

3.1 Der Stromsektor 30

3.1.1 Einsatzzwecke von Strom 30

3.1.1.1 Private Haushalte; Industriesektor; Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor 30

3.1.1.2 Transportsektor 31

3.1.2 Eigenschaften von Strom 31

3.1.3 Primärenergieträger 32

3.1.4 Wertschöpfungsstufen im Strommarkt 34

3.1.4.1 Erzeugung 34

3.1.4.2 Großhandel 36

3.1.4.3 Netzebene: Transport und Verteilung 37

3.1.4.4 Endkundenmärkte 40

3.2 Der Gassektor 40

3.2.1 Einsatzzwecke von Gas 40

3.2.1.1 Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und Antriebstreibstoff 40

3.2.1.2 Einsatz im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien 42

3.2.2 Eigenschaften von Gas und Gasinfrastrukturen 43

3.2.2.1 Erdgas, unkonventionelles Erdgas und Biogas 43

3.2.2.2 Transport und Speicherbarkeit 46

3.2.3 Wettbewerb und Wertschöpfung auf Gasmärkten 48

3.2.3.1 Die Distributionsstufen in der Gaswirtschaft 48

3.2.3.2 Wettbewerb in Gasnetzen 50

3.3 Wettbewerbsrechtliche Abgrenzung relevanter Strom- und Gasmärkte 53

3.3.1 Gegenwärtige Praxis zur Abgrenzung der relevanten Märkte 53

3.3.2 Kritische Würdigung der Marktabgrenzung 55

3.3.2.1 Sachliche Abgrenzung der Erzeugungs- und Großhandelsstufe für Strom 55

3.3.2.2 Räumliche Ausdehnung des Erstabsatzmarktes für Strom 56

3.3.2.3 Wärmemarkt oder HuK-Kundenmarkt in der Gasversorgung? 57

3.3.2.4 Sachliche Differenzierung von HuK-Kundenmärkten im Strom- und Gassektor 58

3.3.2.5 Netzbezogene oder weitere räumliche Marktabgrenzung der Endkundenmärkte? 60

4 Netzebene und Regulierung 62

4.1 Netzzugang und Regelsysteme im Energiesektor 62

4.1.1 Grundlagen und Überblick 62

4.1.1.1 Netzzugang 62

4.1.1.2 Bilanzierung 64

Seite

4.1.1.3 Kapazitäten und Engpässe 66

4.1.1.4 Regelenergie 69

4.1.2 Stand und Evaluation der Bilanzierung im Gassektor 76

4.1.2.1 Bilanzierungsrichtlinien seit GABi Gas 76

4.1.2.2 Bilanzierungssystem und der Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie 79

4.1.2.3 Regelenergiebeschaffung im Gassektor über die Börse 82

4.1.3 Verknüpfung der deutschen und europäischen Gasmärkte 82

4.1.3.1 Qualitätsübergreifende Zusammenlegung deutscher Marktgebiete . 83

4.1.3.2 Neuregelung des Kapazitätsmanagements in Deutschland 84

4.1.3.3 Zielmodell zur Verknüpfung der europäischen Gasmärkte (Gas Target Model) 87

4.1.4 Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte im Stromsektor 89

4.1.4.1 Netzregelverbund der Übertragungsnetzbetreiber 89

4.1.4.2 Geänderte Anforderungen an Regelenergieanbieter 91

4.1.5 Einspeisemanagement erneuerbarer Energien 92

4.1.5.1 EEG-Ausgleichsmechanismus 92

4.1.5.2 Leitfaden der Bundesnetzagentur zum EEG-Einspeisemanagement 94

4.2 Netzentgeltregulierung 96

4.2.1 Grundlagen der Entgeltregulierung im Strom- und Gassektor 96

4.2.2 Sicherung eines ausreichenden Investitionsniveaus im Rahmen der Anreizregulierung 98

4.2.2.1 Generelle Wirkungen einer Anreizregulierung auf die Investitionstätigkeit 98

4.2.2.2 Berücksichtigung von Investitionen in der deutschen Anreizregulierung 99

4.2.2.3 Effektive Verzinsung von Netzinvestitionen in Deutschland 99

4.2.2.4 Fazit 101

4.3 Netzausbau 102

4.3.1 Effizienz und Alternativen eines Ausbaus der Strom- und Gasversorgungsnetze 102

4.3.2 Stromnetze und erneuerbare Energien 104

4.3.2.1 Stromnetzausbau in Deutschland 104

4.3.2.2 NorGer-Stromverbindungsleitung 106

4.3.2.3 Interne Netzengpässe: Der Fall Schweden (COMP/39 351 – Swedish Interconnectors) 106

4.3.2.4 Kritische Würdigung 107

4.4 Entflechtungsbestimmungen integrierter Energieversorgungs-unternehmen 108

4.4.1 Strom- und Gasverteilnetze 109

4.4.2 Übertragungs- und Fernleitungsnetze 110

Seite

4.5 Regulierungsprobleme im Bereich Bahnstrom und Bahnstromnetze 112

4.5.1 Besonderheiten und wettbewerbliche Problemfelder der Stromversorgung im Bahnsektor 112

4.5.2 Wettbewerbshindernisse im Bereich Bahnstrom-Netznutzung 116

4.5.3 Mögliche Wettbewerbshindernisse bei der Rückspeisung von Bremsstrom 118

4.5.4 Fazit: Regulierung des Bahnstromsektors mittels bahnspezifischer Lastprofile 120

5 Produktion und Großhandel von Energie 122

5.1 Stromspezifische Themenfelder 122

5.1.1 Marktstruktur bei der Stromerzeugung 122

5.1.2 Marktmachtmissbrauch 124

5.1.2.1 Anreize und Möglichkeiten zum Missbrauch beim Handel mit erstabgesetztem Strom 124

5.1.2.2 Prüfung durch das Bundeskartellamt im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel 125

5.1.3 Kapazitätsmarkt 132

5.1.3.1 Kapazitätszahlungen 133

5.1.3.2 Kapazitätsbörsen 134

5.1.3.3 Kritische Würdigung 134

5.1.4 Wettbewerbseffekte der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 135

5.1.4.1 Politische Zielsetzungen 135

5.1.4.2 Europäischer Emissionshandel und negative externe Effekte der Stromerzeugung insgesamt 137

5.1.4.3 Merit-Order-Effekt 140

5.1.5 Modell der Marktprämie zur schrittweisen Marktintegration der Förderung erneuerbarer Energien 141

5.2 Gasspezifische Themenfelder 143

5.2.1 Die jüngere Entwicklung der Gasgroßhandelsmärkte 143

5.2.1.1 Steigende Liquidität 143

5.2.1.2 Volatile Entwicklung der Marktpreise im Großhandel 145

5.2.2 Konzentrations- und Marktmachtanalyse 146

5.2.2.1 Strukturelle Abhängigkeiten auf den Zulieferermärkten für importiertes Pipelinegas 146

5.2.2.2 Globale Angebotsdiversifikation durch LNG-Handel? 148

5.2.2.3 Zukunft der Gas-Ölpreisbindung und wettbewerbliche Wirkungen 151

5.3 Kritische Analyse der kartellrechtlichen Entscheidungspraxis auf Großhandelsmärkten 154

5.3.1 Langfristige Gaslieferverträge (Bundeskartellamt) 154

5.3.2 Lieferverträge mit Take-or-pay-Klauseln in Verbindung mit Weiterverkaufsverboten (Bundeskartellamt) 156

Seite

5.3.3 Langfristige Stromlieferverträge mit Exklusivitätsklauseln in Verbindung mit Weiterverkaufsverboten (Europäische Kommission) 158

5.4 Börsenhandel, insbesondere Strombörsenhandel 160

5.4.1 Wichtiger Dunkelbereich OTC-Handel 160

5.4.2 Institutionelle Strukturen und Aufsicht des Energiebörsenhandels . 161

5.4.3 Probleme des Strombörsenhandels im Lichte des Wertpapierhandelsgesetzes und des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen 162

5.4.4 Effektivität der bestehenden Regelungen und Reformvorschläge . . 163

5.5 Möglicher Mehrwert einer deutsch(-französisch)en Markttransparenzstelle 165

6 Endkundenmärkte 166

6.1 Anbieter- und Tarifstruktur 166

6.2 Wechselverhalten 167

6.3 Preisstruktur 170

6.4 Eigene empirische Erhebungen für den Endkundenmarkt Strom . . . 173

6.4.1 Einführung 173

6.4.2 Vorgehensweise 174

6.4.3 Ergebnisse 175

6.5 Preismissbrauchsverfahren auf Endkundenebene im Energiesektor 180

6.5.1 Das Instrument der Preismissbrauchskontrolle und des § 29 GWB 180

6.5.2 Heizstromverfahren 182

6.5.2.1 Verfahrensablauf 182

6.5.2.2 Kritische Analyse des methodischen Vorgehens 183

6.5.2.3 Abschließende Bewertung 185

6.5.3 Fazit und Ausblick 186

7 Handlungsempfehlungen der Monopolkommission 187

Seite

Verzeichnis der Abbildungen und Tabellen

Abbildung 2.1	Auswirkungen des Atomunfalls in Fukushima auf die deutschen Terminmarktpreise für Strom an der EEX .	23
Abbildung 3.1	Bruttostromerzeugung in Deutschland 2010	33
Abbildung 3.2	Kraftwerksabruf nach einer theoretischen Merit Order	35
Abbildung 3.3	Regelzonen in Deutschland	39
Abbildung 3.4	Deutsches Erdgasaufkommen nach Herkunftsländern 2009	44
Abbildung 3.5	Erdgasförderung, -reserven und -ressourcen	45
Abbildung 3.6	Pipelineanbindungen und LNG-Terminals in Europa .	49
Abbildung 3.7	Struktur der deutschen Gaswirtschaft	50
Abbildung 3.8	Marktgebiete für H-Gas und L-Gas-Qualitäten in Deutschland vor dem 1. April 2011	52
Abbildung 3.9	Günstigster Stromtarif ohne Vorauskasse, bei einer Abnahmemenge von 4 000 kW/h pro Jahr am 1. Januar 2011	61
Abbildung 3.10	Anzahl externer Gasanbieter pro Postleitzahlengebiet am 1. Januar 2011	62
Abbildung 4.1	Entwicklung der Anzahl der Marktgebiete	65
Abbildung 4.2	Einsatz interner und externer Regelenergie in den Gaswirtschaftsjahren 2008/2009 und 2009/2010	75
Abbildung 4.3	Vermeidungsmöglichkeit verschiedener direkter und indirekter Ungleichgewichtszahlungen nach GABi Gas .	78
Abbildung 4.4	Zonung und Bündelung von Ein- und Ausspeisekapazitäten	85
Abbildung 4.5	Möglichkeiten des Umgangs mit kapazitätsbedingten Engpässen	103
Abbildung 4.6	Wettbewerbshindernisse im Stromversorgungsprozess der Eisenbahnverkehrsunternehmen	114
Abbildung 5.1	Formel für die Marktprämie	142
Abbildung 5.2	Entwicklung des Gashandelsvolumens an der EEX für die Marktgebiete NCG und Gaspool	144
Abbildung 5.3	Gasmarktregulierung und Entwicklung des Handelsvolumens an wichtigen Handelspunkten	145
Abbildung 5.4	Preisentwicklung der EEX-Day-ahead-Spotmarktpreise für Erdgas im Marktgebiet NCG	146
Abbildung 5.5	Erdgashandelsströme 2010	148
Abbildung 5.6	Entwicklung von LNG-Preisen und -Mengen in unterschiedlichen Ländern	150
Abbildung 5.7	Vergleich: Grenzübergangspreis und wichtige Day-ahead-Spotmarktpreise	153
Abbildung 5.8	Entwicklung von Vertragslaufzeiten und Produktanteilen am Bezugsportfolio	155

Seite

Abbildung 6.1 Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Strom) im Jahr 2009 168

Abbildung 6.2 Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Gas) im Jahr 2009 169

Abbildung 6.3 Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Strom für Haushaltskunden zum 1. April 2010 171

Abbildung 6.4 Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung zum Stichtag 1. April 2010 173

Abbildung 6.5 Günstigster Endkundentarif ohne Vorauskasse 176

Abbildung 6.6 Anzahl der Wettbewerber, die einen Tarif anbieten, dessen Jahrespreis maximal 5 Prozent über dem des günstigsten liegt 177

Abbildung 6.7 Verteilung der maximalen relativen Jahresbeitrags-minderung bei einem Wechsel vom Grundversorger zum günstigsten Anbieter 179

Tabelle 3.1 Brennstoffeinsatzkosten für die Stromerzeugung 2005 40

Tabelle 3.2 Wichtige Großpipelineprojekte im Vergleich 47

Tabelle 4.1 Regionale Initiativen zur Kopplung europäischer Strommärkte 70

Tabelle 5.1 Kapazitätsverteilung der vier größten deutschen Stromerzeuger in den Jahren 2007, 2008 und 2009 gemäß Bundeskartellamt 123

Tabelle 5.2 Anzahl der Stunden (Prozent), in denen der RSI < 1,1 128

Tabelle 5.3 Anzahl der Stunden (Prozent), in denen der RSI < 1,0 128

Vorwort

Das Sondergutachten Strom und Gas 2011 ist das dritte Gutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG zum Energiemarkt. Die Monopolkommission nimmt darin zum Stand und zur absehbaren Entwicklung des Wettbewerbs Stellung und beurteilt die Frage, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland besteht. Sie würdigt darüber hinaus die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht und diskutiert aktuelle wettbewerbspolitische Fragen der Energiewirtschaft.

Das erste Sondergutachten Strom und Gas hat einen Überblick über die spezifischen wettbewerblichen Probleme in den beiden leitungsgebundenen Energiesektoren gegeben. Das zweite Gutachten hat diesen Überblick fortgeschrieben und die Analyse beispielsweise in den Bereichen Großhandelsmärkte für Energie, Engpassmanagement und Regelenergiemärkte vertieft. Im vorliegenden dritten Gutachten werden neue Entwicklungen in diesen Bereichen analysiert und zudem neue aktuelle Themenfelder wie beispielsweise die Folgewirkungen einer Neubewertung der Kernenergie, die Rekommunalisierung oder die Regulierungsprobleme im Bereich Bahnstrom und Bahnstromnetze behandelt.

Die inhaltliche Arbeit an diesem Sondergutachten wurde kurz nach der Verabschiedung des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften abgeschlossen. Die Analysen der Monopolkommission wurden entsprechend aktualisiert.

In mehreren nicht öffentlichen Anhörungen hat die Monopolkommission mit Vertretern von Unternehmen und Verbänden Fragen zur Regulierung und zum Wettbewerb auf den Märkten der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft diskutiert.

Am 21. Oktober 2010 fanden drei Anhörungsrunden zu Fragen des Gasmarktes statt. Teilnehmer der Diskussionsrunden waren:

– BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.,
– E.ON Ruhrgas AG,
– Gasunie Deutschland GmbH & Co. KG,
– RWE AG,
– WINGAS GmbH & Co. KG,
– Aequamus GmbH,
– NetConnect Germany,
– Open Grid Europe GmbH,
– Thyssengas GmbH,
– Bund der Energieverbraucher e. V.,
– Bundesverband Neuer Energieanbieter (bne),
– MVV Energie AG,
– Thüga Aktiengesellschaft,
– VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.

Ebenfalls in drei Anhörungsrunden hat die Monopolkommission am 15. November 2010 Fragen zur Elektrizitätswirtschaft diskutiert. Teilgenommen haben:

– BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.,
– EnBW Energie Baden-Württemberg AG,
– E.ON AG,
– RWE AG,
– Amprion GmbH,
– EnBW Transportnetze AG,

– TenneT TSO GmbH,
– 50Hertz Transmission GmbH,
– Bundesverband Neuer Energieanbieter e. V. (bne),
– GEODE – Europäischer Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilernunternehmen,
– Trianel GmbH,
– Verivox GmbH,
– VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.

Die angehörten Unternehmen und Verbände haben ihre mündlichen Diskussionsbeiträge durch schriftliche Stellungnahmen ergänzt. Darüber hinaus haben zahlreiche weitere Unternehmen, Verbände und Sachverständige aus der Wissenschaft ebenfalls schriftlich Stellung zum Gutachtenauftrag der Monopolkommission genommen.

Die Monopolkommission bedankt sich bei den wissenschaftlichen Sachverständigen Herrn Prof. Dr. Ulrich Büdenbender, Herrn Prof. Dr. Michael Häder, Herrn Prof. Dr. h. c. mult. Martin Hellwig Ph.D., Herrn Prof. Dr. Felix Höffler, Herrn Prof. Dr. Siegfried Klaue, Frau Dr. Andrea Schweinsberg, Herrn Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski für ihre Beiträge zur Meinungsbildung der Monopolkommission.

Der Präsident der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Herr Matthias Kurth, die Vizepräsidentin, Frau Dr. Iris Henseler-Unger, der Vizepräsident, Johannes Kindler, sowie Mitarbeiter der Behörde haben mit der Monopolkommission am 31. Januar 2011 insbesondere Fragen zum Netzzugang und zu den Regelsystemen, zur Entgeltregulierung und zum Stromnetzausbau erörtert.

Weiterhin haben am 31. Januar 2011 der Präsident des Bundeskartellamtes, Herr Andreas Mundt, sowie weitere Mitarbeiter des Amtes mit der Monopolkommission Fragen zur Wettbewerbsentwicklung auf den leitungsgebundenen Märkten für Elektrizität und Gas sowie zu aktuellen wirtschaftspolitischen Maßnahmen im Energiesektor erörtert.

Am 24. Februar 2011 haben Herr Tappe (Referent im Strom-Netzregulierungsreferat) und Herr Behringer (Referent im Gas-Netzregulierungsreferat) von der Bundesnetzagentur einzelne spezielle Aspekte der Energie-Entgeltregulierung der Monopolkommission näher erläutert und mit ihr diskutiert.

Die Daten für die empirischen Erhebungen der Monopolkommission für den Endkundenmarkt Strom wurden durch die Firma Verivox GmbH erhoben und der Monopolkommission dankenswerterweise für eigene Berechnungen zur Verfügung gestellt.

Darüber hinaus gab es vielfältige Kontakte und Gespräche zwischen den zuständigen Mitarbeitern der Monopolkommission und Mitarbeitern der Bundesnetzagentur, des Bundeskartellamtes, des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH (WIK), des Leipziger Instituts für Energie GmbH, der Unternehmen und Verbände. Die Monopolkommission dankt allen Beteiligten für ihre Mitwirkung.

Die Monopolkommission bedankt sich bei ihren wissenschaftlichen Mitarbeitern Herrn Marc Bataille und Frau Dr. Ulrike Hösel, die das Gutachten federführend betreut haben, sowie bei Herrn Dr. Benjamin Balsmeier, Herrn Salem Saljanin, Herrn Kai Schmidt und Frau Dr. Juliane Scholl.

Kurzfassung

1.* Die Monopolkommission sieht in der Entwicklung des Wettbewerbs im Energiesektor in den vergangenen Jahren Licht und Schatten. Zuversichtlich stimmt die Monopolkommission, dass der politische Wille, die Energiemärkte wettbewerbspolitisch weiterzuentwickeln, auf europäischer und auf nationaler Ebene im Grundsatz vorhanden scheint. Allerdings bestehen auf den Energiemärkten weiterhin unterschiedliche und zum Teil erhebliche Wettbewerbsdefizite, die konsequent angegangen werden sollten.

2.* Die Energiepolitik wurde zuletzt von unterschiedlichen tief greifenden Entwicklungen geprägt. Zum einen fand infolge der Nuklearkatastrophe im japanischen Fukushima im Frühjahr 2011 in Teilen der deutschen Politik ein Umschwung in der Haltung zur Kernenergie statt. Die daraufhin beschlossene Abschaltung aller deutschen Kernkraftwerke bis spätestens Ende 2022 wird voraussichtlich erhebliche wettbewerbspolitische Auswirkungen haben. Die unmittelbaren Folgen sind ein Anstieg der Strompreise sowie eine Reduzierung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität – auch für die Nachbarstaaten Deutschlands. Auf der anderen Seite kann angenommen werden, dass die Konzentration in der Stromerzeugung sinken wird und neue Anbieter zum Markteintritt animiert werden. Klimapolitisch wird der Ausstieg auf EU-Ebene in jedem Falle durch die Fixierung der Emissionsmenge im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems neutral bleiben, wobei die Emissionen in Deutschland und der Preis für CO_2-Zertifikate bereits jetzt höher sind bzw. weiter steigen werden. Die Monopolkommission hatte in ihrem letzten Energiesondergutachten langfristig stabile rechtliche und politische Rahmenbedingungen gefordert. Dies wurde im Falle der Stromerzeugung aus Kernenergie nicht umgesetzt. In Zukunft kann die Politik indes neue Kraftwerksinvestitionen begünstigen, indem sie für langfristig verlässliche Rahmenbedingungen sorgt. Der Atomausstieg sollte zugleich zu einem umfassenden energiewirtschaftlichen Strukturwandel genutzt werden, der auch die Einführung von neuen Instrumenten wie Kapazitätsmärkten einschließen kann. Überdies ist eine stärkere Koordinierung in zentralen Fragen der Energiepolitik, vor allem in Fragen der Versorgungssicherheit und Umweltpolitik, auf EU-Ebene erforderlich.

3.* Daneben ist in jüngerer Zeit ein verstärkter Trend zur Rekommunalisierung in der Energiewirtschaft zu beobachten, d. h. die Energieversorgung geht aus privater Hand wieder vermehrt in die Hände der Städte und Gemeinden über. Befördert wird der Rekommunalisierungstrend dadurch, dass gegenwärtig und in den kommenden Jahren eine Vielzahl von Konzessionen für den Netzbetrieb ausläuft und neu vergeben werden muss. Die nähere Betrachtung hat gezeigt, dass die tatsächlichen Einflussmöglichkeiten der Kommunen auf die Märkte für leitungsgebundene Energien im Falle einer Rekommunalisierung geringer sind, als von den Kommunen oftmals angenommen. So sind beispielsweise auf der Netzebene im Zuge eines (Rück-)Kaufs des Gas- und/oder Stromnetzes die Preissetzungsspielräume begrenzt, da die Entgelte für den Netzzugang der Regulierung durch die Bundesnetzagentur unterliegen. Außerdem erscheint die Aufgabenwahrnehmung und -ausweitung öffentlicher Aufgabenträger aufgrund typischer Ineffizienzen generell nicht unproblematisch und es besteht ein grundsätzlicher Interessenkonflikt des Staates zwischen der Schaffung wettbewerblich effizienter Rahmenbedingungen durch die Politik einerseits und dem dadurch tangierten kommunalen Unternehmertum andererseits. Es ist darauf hinzuweisen, dass dem Staat immer die Möglichkeit gegeben ist, auch ohne eigene unternehmerische Tätigkeit Rahmenbedingungen dergestalt zu setzen, dass private Akteure bestimmte Anforderungsprofile, z. B. hinsichtlich Sicherheit, Qualität und Umwelteffekten (z. B. Festlegung von CO_2-Emissionsrechten) erfüllen. Zusammenfassend ist zu konstatieren, dass sich die Beteiligung von Kommunen und anderen Gebietskörperschaften an Energieversorgungsunternehmen nicht mit Effizienzargumenten rechtfertigen lässt. Insoweit äußert sich die Monopolkommission lediglich verhalten gegenüber der teilweise vorherrschenden Rekommunalisierungs-Euphorie.

4.* Die Wettbewerbsentwicklung im Großhandel ist im Gas- und Stromsektor unterschiedlich weit vorangeschritten und stark an die durch die Regulierung festgelegten Rahmenbedingungen gebunden. Für die wettbewerbliche Entwicklung im Erdgassektor ist vor allem die Liquidität der Großhandelsmärkte von erheblicher Bedeutung, die insbesondere am Handelsvolumen und der Umschlagshäufigkeit von Gas an wichtigen Handelspunkten gemessen werden kann. Handelsgeschäfte mit Gas werden einerseits transparent an Gasbörsen – in Deutschland an der EEX in Leipzig – und andererseits durch außerbörsliche OTC-Kontrakte abgewickelt. Transparent für bestehende und potenzielle Wettbewerber ist vor allem die Entwicklung der an der Börse gehandelten Marktgebiete. Die Entwicklung des Handelsvolumens an den virtuellen Handelspunkten der Marktgebiete von NCG und Gaspool zeigt dabei eine positive Entwicklung. Deutlich wird, dass sich insbesondere infolge der Zusammenlegung der ehemals zersplitteten Marktgebiete die Liquidität an den deutschen Handelsplätzen zuletzt deutlich verbessert hat. Abzuwarten bleibt, wie sich die jüngste Reduzierung der deutschen Marktgebiete für Erdgas auf insgesamt drei Preiszonen nun auf die Liquidität in diesen Zonen auswirken wird. In der Folge sollten Kosten und Nutzen einer weiteren Integration der verbleibenden Marktgebiete genau evaluiert werden.

5.* Von großer Bedeutung für die weitere Entwicklung ist die zunehmende Verknüpfung der europäischen Erdgasmärkte mit dem Ziel der Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Erdgas. Eine Zusammenlegung zu einem einzigen europaweiten Marktgebiet erscheint jedoch aus technischen und Kostengründen vorläufig nicht sinnvoll. Zur Verknüpfung europäischer Erdgasmärkte ist ein zweistufiges Vorgehen empfehlenswert, durch das die Entwicklung in Deutschland prinzipiell auf Europa übertragen wird: Zunächst sollten dazu einzelne europäische Fernleitungsnetze bzw. Preiszonen zu liquiden Marktgebieten zusammengelegt werden. Unter der Voraussetzung, dass auf beiden Seiten eines zwischen zwei Markt-

gebieten vorliegenden Engpasses liquide Spotmärkte gegeben sind, sollten im zweiten Schritt im Day-ahead-Segment implizite Auktionen zur effizienten Bewirtschaftung der bestehenden Engpasskapazitäten eingesetzt werden. Auf diese Weise entstünde ein europaweiter Markt für Erdgas, in dem der Wettbewerb das Marktgeschehen geeignet kontrollieren würde.

6.* Im Großhandel für Erdgas kommt auch der Importstufe eine wichtige Bedeutung zu. Während Deutschland mit weniger als 15 Prozent Eigenversorgung ganz besonders auf den Importbezug angewiesen ist, stammen in der Europäischen Union noch etwa 36 Prozent des Erdgasverbrauchs aus eigener Produktion. Verschiedene wettbewerbliche Anbieter auf inländischen Erdgasmärkten stehen jedoch auf der Importstufe in einem Abhängigkeitsverhältnis zu den wenigen Unternehmen aus den jeweiligen Förderstaaten. Allerdings hat sich die Situation insbesondere durch die Ausweitung des Handels mit verflüssigtem Erdgas (LNG) und durch die Förderung unkonventioneller Erdgase in den Vereinigten Staaten mittlerweile verändert. In Zusammenhang mit einer im Jahr 2009 infolge der Wirtschaftskrise verringerten Gasnachfrage ist der Großhandelspreis für Erdgas kurzfristig stark gefallen. Da Unternehmen mit langfristigen Lieferverträgen nicht von den gesunkenen Beschaffungspreisen profitieren konnten, hat dies die Wettbewerbssituation für neue ungebundene Anbieter stark begünstigt. Die zuletzt wieder ansteigende Preisentwicklung auf den Spotmärkten macht jedoch deutlich, dass LNG nicht der einzige Treiber für eine verbesserte Wettbewerbssituation auf den Großhandelsmärkten sein kann, sondern es zusätzlich der weiteren Diversifizierung der Beschaffungsmöglichkeiten von Pipelinegas bedarf, welche unbedingt durch den Ausbau entsprechender Netze gefördert werden sollte.

7.* Im Zuge der Entwicklung der Erdgashandelsplätze muss auch die Gas-Ölpreisbindung neu bewertet werden. Die Gas-Ölpreisbindung hat keine gesetzliche Grundlage, sondern stellt zunächst eine brancheninterne Vereinbarung zwischen den ausländischen Produzenten von Pipelinegas und den deutschen Importeuren dar und zieht sich in der Folge durch die Erdgaslieferkette. Nur im Bezug auf die letzten Distributionsstufen hat der Bundesgerichtshof die Möglichkeiten zur Ölpreisbindung in zwei Urteilen aus dem Jahr 2010 eingeschränkt, was die Monopolkommission begrüßt. Von hoher Bedeutung ist jedoch die Preisbindung auf der Importstufe. Zum Import von Erdgas haben Ferngasgesellschaften spezifische Investitionen in eine Pipelineanbindung getätigt und in diesem Zusammenhang zumeist langfristige Importverträge geschlossen. Eine Preisbindung wird genutzt, um die Investition durch einen festgelegten Preispfad in den Folgejahren abzusichern. Dabei kann die Orientierung des Preises an einem geeigneten Index aus Sicht der Monopolkommission legitim sein und eine einseitige Preisüberzeichnung aus dem Ausland verhindern. In Ermangelung funktionsfähiger Märkte für Erdgas wurde daher zur Determinierung eines geeigneten Preises lange Zeit auf die Ölpreisbindung zurückgegriffen. Zuletzt zeigte sich, dass sich ungeeignete oder überhöhte Preisbindungen jedoch nicht aufrechterhalten lassen, wenn sich aus den Märkten geeignetere Alternativen ergeben. Die Monopolkommission erwartet, dass die Bindung an die Spotmarktpreise die Ölpreisbindung in Zukunft in Importverträgen nach und nach verdrängen wird.

8.* Im Jahr 2010 hat das Bundeskartellamt eine Evaluation seines Vorgehens gegen den Abschluss langfristiger Gaslieferverträge auf der Zwischenhandelsebene vorgenommen. 2006 war das Amt gegen die Praxis von Ferngasunternehmen vorgegangen, mit den von ihnen belieferten Weiterverteilern Lieferverträge mit sehr langen Laufzeiten von 15 bis 20 Jahren zu schließen. Die neue Untersuchung des Amtes macht nun den Trend deutlich, dass lokale Weiterverteiler das Beschaffungsrisiko zunehmend streuen, etwa indem sie ein Portfolio unterschiedlicher Bezugsquellen und Produkte optimieren. Das Interesse, langfristige Lieferverträge abzuschließen, ist somit zurückgegangen, sodass das Bundeskartellamt seine am 30. September 2010 ausgelaufenen Verfügungen zur Begrenzung der Laufzeiten von Gaslieferverträgen bis auf Weiteres nicht erneuern sollte, da eine auf Marktmacht basierende Marktverschlusswirkung durch neue langfristige Lieferverträge im Gashandel vorerst nicht zu erwarten ist. Das Bundeskartellamt ist ferner gegen Gas- und teilweise auch Stromlieferverträge mit Take-or-Pay-Klauseln in Verbindung mit Weiterverkaufsverboten vorgegangen. Dabei begründet das Amt die kartellrechtliche Relevanz dieser Verträge mit einer Behinderung des Sekundärhandels infolge der Vertragsklauseln. Hier sollte hinterfragt werden, ob die Annahme realistisch ist, dass Minderbezugsmengen dem Markt tatsächlich entzogen werden und nicht unabhängig von Weiterverkaufsverboten an die Sekundärmärkte gelangen. Auch die Europäische Kommission hat sich mit langfristigen Stromlieferverträgen und deren Exklusivitätsklauseln und Weiterverkaufsverboten beschäftigt. Die EU-Kommission lässt indes offen, inwieweit Weiterverkaufsverbote in Verbindung mit Take-or-Pay-Klauseln problematisch sein könnten und fokussiert insoweit lediglich auf Weiterverkaufsverbote. Die Monopolkommission sieht im Einklang mit der EU-Kommission prinzipiell die Möglichkeit einer Wettbewerbsbeschränkung durch Weiterverkaufsverbote gegeben; sie erachtet diese Problematik allerdings als nicht so gravierend, sofern nicht gleichzeitig Take-or-pay-Klauseln vertraglich festgeschrieben sind. Hinsichtlich einer Marktverschlusswirkung der Vertragsgestaltung von EDF schließt sich die Monopolkommission der Auffassung der EU-Kommission an.

9.* Auf den Großhandelsmärkten für Strom zeigt die Entwicklung des Wettbewerbs teilweise Fortschritte, aber auch weiterhin bestehende Hindernisse. Grundlegend für eine Bewertung der Wettbewerbsverhältnisse ist auch im Stromsektor die bestehende Ausdehnung der europäischen Strommärkte. Die zunehmende Kopplung europäischer Märkte im Rahmen von Market-Coupling-Projekten hat zuletzt für eine bessere Nutzung der Grenzübergangskapazitäten und Rückführung der Engpässe gesorgt und sollte nach Auffassung der Monopolkommission weiter ausgebaut werden. Die Erlöse aus der Engpassbewirtschaftung sollten in erster Linie zur Reduzierung von Engpässen verwendet werden. Die Monopolkommission schlägt in diesem Zusammenhang eine ent-

sprechende Anpassung der EG-Verordnung Nummer 1228/2003 und des § 15 StromNZV vor. Eine Änderung des § 15 Absatz 2 Satz 1 StromNZV könnte wie folgt gestaltet werden:

„Die Erlöse, die Netzbetreiber aus der Durchführung der Engpassbewirtschaftung erzielen, sind unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden oder hierfür zurückzustellen. Soweit solchen Maßnahmen von der Bundesnetzagentur festgestellte technische oder andere sachliche Gründe entgegenstehen, sind die Erlöse entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen.“

10.* Infolge der zunehmenden Integration europäischer Stromgroßhandelsmärkte stellt sich vor allem die Frage, inwieweit Stromerzeuger aus unterschiedlichen europäischen Staaten bereits miteinander im Wettbewerb stehen. Aus kartellrechtlicher Sicht hat das Bundeskartellamt lange Zeit einen deutschlandweiten Markt für den Erstabsatz von Strom abgegrenzt, der erst Anfang 2011 mit der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel auf Österreich erweitert wurde, insbesondere vor dem Hintergrund, dass an dieser Grenze seit Jahren keine Engpässe vorliegen. Für die Prüfung möglicher missbräuchlicher Nutzung von Marktmacht einzelner Erzeuger im Rahmen dieser Sektoruntersuchung hat das Bundeskartellamt jedoch noch die deutschlandweite Marktabgrenzung zugrunde gelegt. Gerade im Zuge der sich integrierenden europäischen Strommärkte sollte das Bundeskartellamt die weitere Integration der Erzeugermärkte anhand aussagekräftiger und leicht zu erhebender Indikatoren, wie der Korrelation von Nettogroßhandelspreisen und dem Vorliegen von Engpässen an den Grenzkuppelstellen, stetig beobachten. Zeigen sich hier im Ablauf von ein bis zwei Kalenderjahren relativ homogene Bedingungen, so sollte das Amt eine vertiefende Überprüfung der räumlichen Marktabgrenzung vornehmen. Des Weiteren sollte das Bundeskartellamt neben dem wichtigen Erstabsatzmarkt für Strom auch die nachgelagerten Handelsmärkte untersuchen und Marktstellung sowie Missbrauchsmöglichkeiten der dortigen Akteure, auch in Verbindung mit einer bestimmten Marktstellung auf dem Erstabsatzmarkt, bewerten.

11.* Ungeachtet der zunehmenden Integrationsbemühungen auf den europäischen Märkten lässt sich auf der Großhandelsebene im Stromsektor nach wie vor eine hohe Konzentration feststellen. Allerdings hat sich die Situation aus Sicht der Monopolkommission zuletzt verbessert. Der Anteil der Erzeugungskapazitäten der vier größten Erzeuger ist ebenso wie deren Einspeisemenge rückläufig. Es zeigt sich jedoch, dass sich die E.ON AG, die RWE AG, die Vattenfall Europe AG und die EnBW Energie Baden-Württemberg AG bezogen auf das Jahr 2009 noch immer ca. 80 Prozent des Erstabsatzmarktes teilen. Allerdings dürfte sich dieser Wert verringert haben, da Deutschlands fünftgrößter Stromerzeuger, die Evonik Steag GmbH, mit dem Stadtwerke-Konsortium Rhein-Ruhr einen neuen Mehrheitseigentümer bekommen hat. Da indes klassische Marktanteile aufgrund der Spezifika des Strommarktes nur eine beschränkte Aussagekraft hinsichtlich der Marktmacht einzelner Unternehmen haben, ist eine differenziertere Betrachtung des Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmarktes erforderlich.

12.* Als Manipulationsstrategien zur missbräuchlichen Ausnutzung der Marktmacht sind aus theoretischer Perspektive eine angebotsseitige und eine nachfrageseitige Beeinflussung des Börsenpreises möglich. Die Wirkung der missbräuchlichen Marktmachtausübung ist im Ergebnis immer eine Reduktion der Angebotsmenge, d. h. eine Verknappung von Erzeugungskapazitäten auf dem Spotmarkt. So können physisch Erzeugungskapazitäten von dem Anbieter zurückgehalten werden, um mittels Mengenverknappung eine Verschiebung der Merit Order und damit eine Erhöhung des Börsenpreises zu bewirken (physische Kapazitätszurückhaltung). Denselben Effekt können Anbieter durch eine überhöhte Bepreisung ihrer Strommengen erreichen (finanzielle Kapazitätszurückhaltung). Beide Strategien bewirken ein höheres Preisniveau auf dem Stromgroßhandelsmarkt.

13.* Das Bundeskartellamt hat im Rahmen einer Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel 2011 eine Pivotalanalyse für den deutschen Erstabsatzmarkt für Strom durchgeführt, um die Marktmacht der Stromerzeuger zu evaluieren. Hierbei wird untersucht, wie groß die verfügbare Kapazität eines Anbieters im Verhältnis zu der jeweiligen Gesamtnachfrage ist. Mittels Kennzahlen kann gemessen werden, wie wichtig ein Anbieter zur Befriedigung der Nachfrage ist. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass sich auf dem deutschen Erstabsatzmarkt mindestens drei Unternehmen – E.ON, RWE und Vattenfall –, wahrscheinlich auch EnBW, in einer Position befinden, die es ihnen ermöglicht, sich in einem nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern, Abnehmern und schließlich gegenüber den Verbrauchern zu verhalten und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabsatzmarkt zu beeinträchtigen. Neben der Marktmachtmessung mittels Pivotalanalyse hat das Bundeskartellamt in der Sektoruntersuchung mit erhobenen Kostendaten für die Jahre 2007 und 2008 versucht, eine geeignete Kraftwerkseinsatzsteuerung nachzubilden, um zu prüfen, ob Hinweise auf eine Strompreismanipulation mithilfe von Kapazitätszurückhaltung bestehen. Im Ergebnis konnte das Amt jedoch keine systematische und gravierende Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten nachweisen.

14.* Die Monopolkommission würdigt die Bewältigung der komplexen Aufgabe einer Sektoruntersuchung des Stromgroßhandels und der Stromerzeugung durch das Bundeskartellamt. Allerdings wäre wünschenswert gewesen, gleichfalls weiterführende verhaltensbasierte Modelle, d. h. Ex-ante- und Ex-post-Simulationen, anzuwenden. Mittels weiterer verhaltensbasierter Simulationen wäre es z. B. möglich gewesen, ex ante Anreize für einen Marktmachtmissbrauch zu identifizieren und ex post Muster oder Abweichungen in verschiedenen Aktionsparametern aufzuspüren. Verhaltensbasierte Modelle erlauben insoweit ein besseres Verständnis für den Strommarkt und schärfen den Blick hinsichtlich wichtiger strategischer und dynamischer Effekte. Bei der Bewertung der

Ergebnisse der Sektoruntersuchung erscheint außerdem auffällig, dass durchschnittlich ein Viertel aller Erzeugungskapazitäten aus technischen Gründen (Revision, ungeplante Kraftwerksausfälle) zur Stromproduktion nicht verfügbar war. Vor dem Hintergrund, dass eine physische Kapazitätszurückhaltung sehr viel schwieriger nachweisbar ist als eine finanzielle und in Spitzenlastzeiten bereits eine Manipulation geringer Strommengen auf der Angebotsseite das Strompreisniveau an der EPEX Spot erhöhen kann, gibt der hohe Anteil ausgefallener Kraftwerkskapazitäten aufgrund technischer Restriktion der Monopolkommission Anlass zur Skepsis. Die Monopolkommission fordert daher, dass bei zukünftigen Untersuchungen ausreichende Ressourcen für eine Überprüfung technischer Aspekte vorgehalten werden. Ferner hält sie es für dringend geboten, dass in Zukunft die Angaben hinsichtlich technischer Restriktionen näher plausibilisiert werden. Außerdem sollten die Prüfalgorithmen zur Kraftwerkseinsatzsteuerung, wie sie etwa das Bundeskartellamt verwendet hat, in Zukunft besser dokumentiert und insbesondere im Hinblick auf die Verrechnung sprungfixer Kosten und Zeitinkonsistenzen geprüft werden.

15.* Die Preisfindung orientiert sich im Stromgroßhandelsmarkt an den Grenzkosten der Erzeugungsanlagen, wodurch die Erwirtschaftung der Fixkosten nicht per se garantiert ist. Vor diesem Hintergrund bestehen möglicherweise nicht genug Anreize, in adäquatem Umfang in Erzeugungskapazitäten zu investieren. Lösungen dieses Problems können beispielsweise durch Kapazitätsbörsen erreicht werden, indem die Mengen notwendiger Erzeugungskapazitäten lange im Voraus geplant und auf den Terminmärkten verauktioniert werden. Die Monopolkommission erwägt, das Konzept des Kapazitätsmarktes im nächsten Energiesondergutachten intensiver zu beleuchten und äußert sich daher im Rahmen dieses Gutachten zunächst vorsichtig. Kritisch sieht sie aufgrund der Komplexität des Marktes eine zentrale Planung notwendiger Kapazitäten (Anmaßung von Wissen). Sicherlich kann aber festgehalten werden, dass sich die Bedingungen für Investitionsentscheidungen in Deutschland verschlechtert haben. Des Weiteren erfordert die Einspeisung volatiler Energiequellen Investoren, die für diese Angebotslücken Kraftwerke bauen, die nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind, aber zur Systemstabilisierung dringend gebraucht werden. Auch vor dem Hintergrund des Atomausstiegs ist insoweit eine Evaluierung der neuen Gesamt- und insbesondere der Kapazitätsmarktsituation vonnöten. Hinsichtlich der Schaffung ausreichender Stromkapazitäten sollten auf europäischer Ebene gemeinsame Überlegungen und Anstrengungen der betroffenen Akteure unternommen werden.

16.* Der deutsche Energiebörsenhandel in Paris und Leipzig hat insbesondere durch die Referenzfunktion des Börsenpreises erheblichen Einfluss auf den Energiepreis. Verschiedene Faktoren hemmen die Effizienz dieses Börsenhandels, nach verschiedenen Initiativen der EU-Kommission soll jedoch dessen Aufsicht erheblich verbessert werden, vor allem im Bereich der Marktmanipulation und des Insiderhandels. Die Monopolkommission begrüßt diese Initiativen, fordert darüber hinaus jedoch die Einbeziehung des OTC- und des Emmissionszertifikatehandels in das Aufsichtsregime. Inwieweit neben der in jenem Rahmen vorgesehenen Kooperation zwischen der Bundesnetzagentur und der EU-Verwaltung eine eigene deutsche Markttransparenzstelle die Aufsicht im Energiehandel verbessern könnte, hängt von der genauen institutionellen Ausgestaltung sowie von der tatsächlichen Verabschiedung und Umsetzung der genannten politischen Initiativen ab, kurzfristig jedoch von der Wirksamkeit des zum 4. August 2011 eingeführten kooperativen Monitorings der Energiemärkte durch Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur.

17.* Ein wichtiges Themenfeld stellen auf dem Strommarkt die erneuerbaren Energien dar. Mit Zunahme der Mengen- und damit auch Kostenbelastung werden zunehmend Lösungen für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt erforderlich. Im Jahr 2010 betrug ihr Anteil am gesamten in Deutschland erzeugten Bruttostrom bereits 16,5 Prozent. Die klimapolitischen Ziele sind dennoch weiterhin ehrgeizig. So soll gemäß dem novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis spätestens 2020 bereits 35 Prozent betragen. Die Monopolkommission äußert sich gegenüber den ambitionierten Zielen für eine energiepolitische Wende verhalten positiv. So erscheint es zunächst vernünftig, die künftige Energieversorgung auf Energieträger zu stützen, deren negative Externalitäten nach jetzigem Stand wesentlich geringer sind als die negativen externen Effekte fossiler und nuklearer Energieträger. Zu kritisieren ist indes die konkrete Ausgestaltung. Speziell die explizite Förderung bislang bekannter Erzeugungstechnologien, insbesondere von Windrädern und Solaranlagen auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, bedingt, dass lediglich derzeit bekannte Verfahren zur Emissionsvermeidung gefördert werden. Dies hat die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten kritisiert. Die vielfältigen Informationen über alternative Technologien und ihre unterschiedlichen Vermeidungskosten liegen nur dezentral in der Gesellschaft vor, sodass ein geeignetes Klimaschutzsystem – ohne Anmaßung von Wissen über das Ergebnis – stets demjenigen mit den besten Informationen Anreize bieten sollte, Emissionen zu geringstmöglichen Kosten zu vermeiden. Von der Idee her erfüllt der europäische Emissionshandel diese Forderung bereits vollständig. Zu kritisieren ist auch die ineffiziente Verwendung nur begrenzt vorhandener finanzieller Mittel und Ressourcen zulasten aller Stromverbraucher, welche an anderer Stelle wesentlich effizienter genutzt werden könnten. Die Monopolkommission bekräftigt ihre Haltung aus dem letzten Energiesondergutachten, wonach aus ordnungspolitischer Sicht das Erneuerbare-Energien-Gesetz und auch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vor dem Hintergrund des europäischen Zertifikatehandels redundant sind. CO_2-Emissionen, die in Deutschland eingespart werden, werden anderweitig in der Europäischen Union verkauft, sodass insgesamt keine Emissionen eingespart werden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopp-

lungsgesetz leisten derzeit keinen eigenständigen Beitrag zum Klimaschutz. Die Monopolkommission spricht sich dafür aus, erneuerbare Energien möglichst mit marktlichen, wettbewerbsneutralen Mechanismen zu fördern und grundsätzlich einer Verzerrung des Wettbewerbs der verschiedenen Energieträger durch den auf CO_2-Emissionen fokussierten Emissionshandel im Rahmen des Möglichen entgegenzuwirken. Hierfür sollte geprüft werden, wie weitere Externalitäten der Energieerzeugung, z. B. Schäden im Falle eines atomaren Unfalls, durch geeignete Instrumente internalisiert werden können.

18.* Mit dem zunehmenden Angebot erneuerbarer Energien und deren kurzfristigen Grenzkosten von null (vor allem bei Windkraft und Photovoltaik) wird angenommen, dass sich die Merit Order gemäß der Logik dieses Modells dergestalt ändern muss, dass die Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten (in der Regel Gas und Steinkohle) zu Spitzenlastzeiten von erneuerbaren Energien verdrängt werden. Dadurch, so die Annahme, sinkt im Mittel der durchschnittliche Stromgroßhandelspreis. Man bezeichnet diesen preisdämpfenden Einfluss der erneuerbaren Energien als „Merit-Order-Effekt“. Die Monopolkommission weist indes darauf hin, dass eine isolierte Betrachtung dieses Effekts keine Rückschlüsse auf die tatsächliche Entwicklung der Strompreise erlaubt. So stehen dem Merit-Order-Effekt derzeit unter anderem Kosten für die EEG-Umlage, erhöhte Regelenergiekosten und Kosten des für die Integration der erneuerbaren Energien notwendigen Netzausbaus gegenüber, welche die Endverbraucher in Summe tragen müssen. Des Weiteren handelt es sich ceteris paribus lediglich um Preiseffekte der kurzen Frist, denn langfristig wird sich aus Plausibilitätsgründen die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks anpassen und es wird sich eine neue Merit Order einstellen. Der Merit-Order-Effekt wird indes auf Basis des derzeitigen Merit-Order-Modells der Preisbildung angenommen, d. h. es wird von einem gegebenen Kraftwerkspark ausgegangen, der jedoch längerfristige Auswirkungen unterschiedlicher Rahmenbedingungen auf den Strompreis und den Kraftwerkspark nicht adäquat abbilden kann. Zukünftig muss Berücksichtigung finden, dass die Einspeisung volatiler Energiequellen gleichzeitig Investoren erfordert, die für die Einspeiselücken erneuerbarer Energiequellen konventionelle Kraftwerke bauen, welche einerseits nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind, andererseits aber zur Systemstabilisierung dringend benötigt werden. Auch dieses Argument bedingt, dass eine mittel- bis langfristige Modifizierung der Merit Order erfolgen dürfte. Denn da sich die Einspeisung erneuerbarer Energien künftig noch deutlich verstärken wird und somit immer mehr Reservekapazitäten für die Abdeckung von wind- und sonnenschwachen Zeiten benötigt werden, führt eine Preisfindung über die Grenzkosten zu vergleichsweise geringeren Großhandelspreisen, als sie für einen wirtschaftlichen Betrieb von neuen Steinkohle- oder Gaskraftwerken erforderlich sind. Insoweit fordert die Monopolkommission, den Merit-Order-Effekt für die lange Frist zu evaluieren.

19.* Die Marktordnung erneuerbarer Energien enthält eine Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber bei gleichzeitig festgelegter Einspeisevergütung für die Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Daraus resultieren eine ganze Reihe marktlicher Verwerfungen. So können sich am Spotmarkt negative Börsenpreise ergeben, wenn das Angebot, z. B. aufgrund eines sehr starken Windaufkommens und gleichzeitig unveränderter Einspeisung konventioneller Kraftwerke, eine geringe Nachfrage deutlich übersteigt. Ein Verkauf von EEG-Strom zu negativen Preisen lässt indes die Kosten der EEG-Förderung und damit die Preise für die Endkunden, zusätzlich ansteigen. Die Bundesnetzagentur hat daher in § 8 AusglMechAV eine befristete Übergangsregelung aufgenommen, wonach der Übertragungsnetzbetreiber vom Gebot der vollständigen und preisunabhängigen Vermarktung der Vortagesprognose auf dem Day-ahead-Markt abweichen und preisabhängige Gebote erstellen kann. Die Monopolkommission bewertet dies im Grundsatz positiv, da hierdurch bei der Vermarktung des Stroms das Marktgeschehen mitberücksichtigt wird und die Stromendkunden entlastet werden können. Allerdings weist sie auch darauf hin, dass negative Preise als wichtiger Impulsgeber für Investitionen in flexible Kraftwerks- und auch Speicherkapazitäten dienen. Bislang dürfen EEG-Strommengen gemäß § 2 Absatz 2 Satz 1 AusglMechV ausschließlich auf Spotmärkten vermarktet werden. Aufgrund der Zunahme der Einspeisung erneuerbarer Energien wird das Risiko negativer Preisspitzen zukünftig noch erhöht. Daher schlägt die Monopolkommission insbesondere für besser prognostizierbare EEG-Strommengen die Ausweitung der Vermarktung von EEG-Strom auf die deutlich liquideren Terminmärkte vor. Zu diesem Zweck sollte ein Anreizsystem für eine effiziente Vermarktung implementiert werden.

20.* Den beschlossenen Ausstieg aus der Stromspeicherheizung erachtet die Monopolkommission insbesondere mit Blick auf die steigende volatile Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien als zumindest fraglich, weil es sich hierbei um eine Stromspeichertechnologie zur Entlastung des Stromnetzbetriebs handelt. Überdies unterliegt die Erzeugung von Strom dem Emissionshandelssystem. Da jedoch eine Aufgabe des Betriebs von elektrischen Speicherheizsystemen die Notwendigkeit alternativer Heiztechnologien (z. B. auf Basis von Öl oder Gas) bewirkt, welche allerdings nicht dem Emissionshandel unterfallen, könnte das Verbot von Nachtspeicheröfen damit zunächst zu einem Anstieg der CO_2-Emissionen führen. Sofern nicht zugleich die Anzahl der CO_2-Emissionszertifikate abgesenkt wird, wäre das Verbot für den Klimaschutz sogar kontraproduktiv.

21.* In diesem Jahr hat die Bundesnetzagentur einen Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement veröffentlicht. Die hierin getroffenen Festlegungen sollen den Konflikt zwischen dem Einspeisevorrang der EEG-, KWK- und Grubengasanlagen einerseits sowie einer Netzinstabilität aufgrund Überspeisung andererseits lösen. Die Anstrengungen der Bundesnetzagentur und zeitlich nachfolgend des Gesetzgebers, für mehr Klarheit bezüglich des Einspeisemanagements zu sorgen, sind zu begrüßen. Obwohl die Entschädigungspflicht auch KWK-Anlagen einschließen soll, gibt die Monopolkommission zu beden-

ken, dass im Falle einer Abregelung von KWK-Anlagen gleichsam auch die Wärmeversorgung tangiert bzw. beeinträchtigt wird. Um die private und öffentliche Wärmeversorgung in bestimmten Regionen nicht zu gefährden, sollte zumindest mittelfristig berücksichtigt werden, dass KWK-Anlagen wenigstens bei elektrischer Mindestlast zur Fernwärmeerzeugung betrieben werden müssten.

22.* Im Zuge des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird am 1. Januar 2012 eine optionale Marktprämie für die Stromdirektvermarktung aus EEG-Anlagen eingeführt, d. h. EEG-Anlagenbetreiber können ihren Strom selbst vermarkten und für diesen Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas von dem Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen. Kernelement des Modells ist die Kopplung der Vergütung an die anlagenspezifische EEG-Vergütung und an die allgemeine Entwicklung des Marktpreises. Mithilfe einer Marktprämie können für Erzeuger Anreize gesetzt werden, den Strom dann zu verkaufen, wenn die Großhandelspreise hoch sind, also z. B. in Spitzenlastzeiten, um so einen höheren Preis gegenüber der Festpreisvergütung zu generieren. Es ist grundsätzlich positiv zu werten, wenn die Erzeuger, die den Strom aus erneuerbaren Energien gewinnen, an den Markt herangeführt werden. Zum jetzigen Zeitpunkt erscheinen indes die tatsächlichen Auswirkungen auf das Einspeisemanagement erneuerbarer Energien sowie der Anreiz für einen Bau von Energiespeichern mithilfe einer optionalen Marktprämie eher gering zu sein. Die Grundsystematik der bevorzugten Einspeisung von EEG-Strom zu fixen Preisen wird beibehalten; das Marktprämienmodell ist optional und versucht lediglich Probleme, die aus Einspeisevorrang und festgelegten Vergütungssätzen für erneuerbare Energien resultieren, zu mindern. Eingriffe wie die optionale Marktprämie führen indes neben Mitnahmeeffekten zwangsläufig dazu, dass das EEG-System – wegen seiner grundsätzlichen Marktferne – immer komplexer wird.

23.* Aufgrund des Anstiegs der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien werden die Verwerfungen auf diesem Markt immer weiter zunehmen. Die Monopolkommission erachtet daher einen grundsätzlichen Wechsel in ein marktnäheres System als unausweichlich und bedauert deshalb, dass eine marktkonformere Ausgestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit der aktuellen EEG-Novelle verpasst worden ist. Die Monopolkommission spricht sich für ein Quotensystem für erneuerbare Energien aus. Mit einem solchen Quotensystem ließe sich festlegen, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt eine bestimmte Menge an erneuerbaren Energien (z. B. 35 Prozent) im Portfolio eines jeden Stromverkäufers integriert sein muss. Auf diese Weise wird die Möglichkeit eröffnet, erneuerbare Energien in den Markt zu integrieren und wettbewerblichere Strukturen zu implementieren. Preissenkungen auf dem Großhandelsmarkt können mit diesem System direkt an die Verbraucher weitergegeben werden, da nun die EEG-Umlage entfällt. Die Monopolkommission schlägt vor, dass nur neugebaute Anlagen zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien diesem Quotensystem unterfallen sollen; alle Altanlagen genießen Bestandsschutz und unterfallen weiterhin den bisherigen Vergütungs- und Abnahmeregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Zwecks marktnäherer Förderung der Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien ist alternativ auch die Einführung von Kapazitätsmärkten für erneuerbare Energien möglich. Diese könnten ohne Umweg über den Strompreis die Möglichkeit bieten, die Bereitstellung von erneuerbaren Energien zu fördern.

24.* Auf den Endkundenmärkten setzt sich die positive Wettbewerbsentwicklung fort. So steigen auf den Gas- und Stromendkundenmärkten die Anbieterzahlen kontinuierlich an. Dabei bleiben die Anbieterzahlen auf dem Gasmarkt deutlich hinter denen des Strommarktes zurück, allerdings kann auch auf dem Gasmarkt im Jahresvergleich 2008 und 2009 aufgrund einer steigenden Anzahl von Anbietern eine deutliche Verbesserung der Wettbewerbssituation konstatiert werden. Die Tarife auf dem Endkundenmarkt für Strom und Gas sind vielfältig. Der Anteil der Grundversorgungsquote an den gelieferten Gasmengen ist wie auf dem Strommarkt stetig fallend. Dennoch ist die Wechselbereitschaft der Haushaltsstromkunden im Vergleich zu den Industrie- und Gewerbekunden noch immer gering. So wurden von allen belieferten Letztverbrauchern auf dem Endkundenmarkt noch immer rund 36 Prozent der Gashaushaltskunden und rund 49 Prozent der Stromhaushaltskunden zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert. Mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz wird der Einbau von Smart Metern unter bestimmten Voraussetzungen verpflichtend. In welchem Umfang sich das Nachfrageverhalten tatsächlich an das Angebot anpassen wird, muss sich zukünftig zeigen. Hinsichtlich der Endkundenmarktpreise gilt als eines der wesentlichen Hindernisse in der Herstellung eines harmonisierten Endkundenmarktes in der Europäischen Union nach wie vor die in vielen Mitgliedstaaten praktizierte Regulierung der Preise für Haushalts- und zum Teil auch Gewerbe- und Industriekunden. Ein Rückgang der Endkundenpreisregulierung für Gas und Strom ist in Europa in den letzten Jahren nicht feststellbar. Endkundenpreise in Deutschland sind keiner Regulierung unterworfen. Grundsätzlich konnte auf dem Endkundenmarkt Strom seit Beginn der Regulierung trotz deutlicher Senkung der Netzentgelte ein allgemeines Absinken des gesamten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden nicht erreicht werden. Dabei sind gerade in den letzten vier Jahren besonders für Haushaltskunden die Preise für Strom stark gestiegen. Anders als auf dem Strommarkt sind auf dem Gasendkundenmarkt keine so deutlichen Preisanstiege bei den Endkundenpreisen zu beobachten; 2010 ist der Endkundenpreis sogar gesunken.

25.* Als Hauptergebnis der von der Monopolkommission durchgeführten deskriptiven Untersuchung des Stromendkundenmarktes ist hervorzuheben, dass im nicht gewerblichen Stromendkundenmarkt sowohl insgesamt als auch auf einzelne Postleitzahlengebiete bezogen zahlreiche privat und staatlich kontrollierte Akteure aktiv sind. Die Angebote der kommunalen Stromanbieter sind dabei häufig lokal begrenzt und eher selten unter den günstigsten Tarifen im Markt zu finden. Dennoch sind bereits jetzt flächendeckend Tarife von kommunalen Akteuren verfügbar. Die deskriptive Analyse hat keine Hinweise auf

positive Wettbewerbseffekte kommunaler Anbieter hervorgebracht und legt daher eine kritische Beurteilung der aktuellen Rekommunalisierungsbestrebungen nahe. Von den vier größten deutschen Stromerzeugergesellschaften sind in 94 Prozent der betrachteten Postleitzahlengebiete mindestens drei als Endkundentarifanbieter aktiv. Zudem wird in 64 Prozent der untersuchten Postleitzahlengebiete der Grundversorger von einem den großen vier Stromerzeugern zugehörigen Unternehmen kontrolliert, was insgesamt einen großen gemeinsamen Marktanteil vermuten lässt. Die günstigsten Tarife im Markt werden regelmäßig von privaten Akteuren angeboten, die nicht von einem der vier großen Stromerzeuger kontrolliert werden. Vor dem Hintergrund der vorliegenden Auswertungen ist grundsätzlich von einem Wettbewerb der Anbieter im Endkundenmarkt auszugehen. Sowohl die hohe Aktivität der vier großen Energieversorgungsunternehmen als auch die bereits recht große Anzahl staatlich kontrollierter Anbieter bergen allerdings Risiken für eine langfristig positive Entwicklung des Wettbewerbs im Endkundenmarkt.

26.* Im Rahmen der kartellrechtlichen Kontrolle der Energieendkundenmärkte hat das Bundeskartellamt zuletzt für den Strom- und Gassektor unterschiedliche Endkundenmärkte abgegrenzt. Zwar wird in beiden Märkten eine Unterscheidung in industrielle bzw. gewerbliche Großkunden einerseits und Haushalts- und Kleingewerbekunden andererseits vorgenommen. Im Stromsektor hat das Bundeskartellamt den Haushalts- und Kleingewerbekundenbereich jedoch weitergehend in einen Grundversorgungsmarkt, einen Markt für die Belieferung von Sondervertragskunden und einen Markt für die Belieferung von Heizstromkunden (Heizstrommarkt) unterteilt. Auch räumlich unterscheidet sich die Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes hinsichtlich der Sektoren, da im Gassektor die sachlich relevanten Märkte nach wie vor regional nach den etablierten Vertriebsgebieten der Ferngasunternehmen, Regionalversorger und Stadtwerke abgegrenzt werden, während im Stromsektor zuletzt nur für den Sondervertragskundenmarkt eine bundesweite Marktabgrenzung vorgenommen wurde. Die Gründe dieser unterschiedlichen Behandlung sind indes nicht ganz einsichtig. Das Bundeskartellamt sollte seine Marktabgrenzung auf Endkundenmärkten daher genauer begründen und vor allem eine separate Abgrenzung der Grundversorgermärkte durch quantitative Tests fundieren.

27.* Auf den Endkundenmärkten im Energiesektor hat das Bundeskartellamt unter regem öffentlichen Interesse zudem mehrmals Preismissbrauchsverfahren gegen Energieversorger geführt und stützte sich dabei insbesondere auf den vom Gesetzgeber Ende 2007 speziell für die Kontrolle des Energiesektors geschaffenen § 29 GWB. Zuletzt ist das Amt in diesem Zusammenhang gegen die Preissetzung marktbeherrschender Heizstromversorger vorgegangen. Die meisten Verfahren wurden im Sommer/Herbst 2010 aufgrund von Zusagen der Unternehmen durch Verfügungen nach § 32b GWB eingestellt. Die Zusagen betrafen zum Teil finanzielle Kompensationen der betroffenen Kunden sowie strukturelle Maßnahmen zur Belebung des Wettbewerbs in diesen Märkten. Auch wenn insbesondere die Umsetzung der strukturellen Maßnahmen begrüßenswert ist, ist sowohl die Regelung des § 29 GWB generell als auch ihre spezielle Anwendung im konkreten Fall durch das Bundeskartellamt kritisch zu bewerten. So handelt es sich bei der Anwendung der Preismissbrauchsaufsicht lediglich um eine Symptombekämpfung, die für die Entwicklung echten Wettbewerbs kontraproduktiv wirkt, da sie Neulinge vom Marktzutritt abhält und dem Verbraucher den Eindruck vermittelt, dass das Bundeskartellamt die disziplinierende Wirkung eines Anbieterwechsels durch die Regulierung der Preise stellvertretend übernehme. Zudem entsteht häufig fälschlicherweise der Eindruck, man könne auf diese Weise die gesamte Preissetzung im Energiesektor kontrollieren, obwohl im Rahmen der Kontrolle der Endkundenpreise tatsächlich lediglich das Verhalten auf der letzten Stufe der Lieferkette untersucht wird. Auf dieser letzten Stufe ist die Wettbewerbsentwicklung jedoch häufig bereits besonders vorangeschritten oder die Preissetzung wird durch andere Effekte beeinflusst. Im Falle seiner zuletzt durchgeführten Heizstromverfahren hat das Bundeskartellamt beispielsweise selbst festgestellt, dass mehr als die Hälfte der Anbieter auf der letzten Lieferstufe Heizstrom zu nicht kostendeckenden Preisen anbieten. Das methodische Vorgehen des Amtes bei der Einleitung von Missbrauchsverfahren gegen die übrigen Unternehmen kann jedoch dazu führen, dass die hier erzielten Erlöse eines Unternehmens bereits dann als missbräuchlich bewertet werden, wenn diese es dem Unternehmen lediglich erlauben, seine Kapitalkosten und damit auch Opportunitätskosten, wie etwa Eigenkapitalkosten, zu decken. Die kartellrechtlich erzwungene zusätzliche Erlösabschöpfung hat das bereits renditeschwache Profil der Heizstrommärkte damit für Marktzutritte noch unattraktiver gemacht. Das Bundeskartellamt sollte bei der Preismissbrauchsaufsicht daher zurückhaltender und bei möglichen Verfahren auf jeden Fall methodisch genau vorgehen und etwa Kapitalkosten bei der Ermittlung der Kostendeckung berücksichtigen. Der Gesetzgeber sollte zudem den Ende 2012 auslaufenden § 29 GWB nicht verlängern.

28.* Das Bundeskartellamt hat darüber hinaus mehrere Verfahren im Zusammenhang mit der Vergabe von Konzessionen an Stadtwerke geführt und Vertragsgestaltungen zwischen Kommunen und wegenutzungsberechtigten Stadtwerken, denen zufolge durchleitende Energieanbieter regelmäßig die erheblich höhere Konzessionsabgabe für Tarifkunden statt der Abgabe für Sondervertragskunden zahlen sollten, als missbräuchlich bewertet. Auch nach Auffassung der Monopolkommission stellt die Fakturierung des überhöhten Konzessionsabgabensatzes eine erhebliche Wettbewerbsbeeinträchtigung dar, weil durch die Erhöhung der Kosten der Wettbewerber die Gefahr einer Marktabschottung besteht. Das untersuchte Verhalten verstößt gegen die Konzessionsabgabenverordnung und unterläuft die Zielsetzung des reformierten Energiewirtschaftsrechts, eine wettbewerbliche Entwicklung auf den Energiemärkten zu fördern. Die zuständigen Kartellbehörden sollten künftig ebenfalls prüfen, ob die pauschale Geltendmachung der nach der Konzessionsabgabenverordnung zulässigen Höchstsätze den Tatbestand des Preismissbrauchs erfüllt. Ein solcher Missbrauch kann regelmäßig sowohl durch die konzessionsvergebende Kom-

mune als auch durch den Wegenutzungsberechtigten erfolgen.

29.* Die Initiative von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, Betroffenen mittels des veröffentlichten gemeinsamen Leitfadens eine gewisse Orientierungshilfe bei der Vergabe von Konzessionen zu bieten ist zu begrüßen. Allerdings bedürfen die Erläuterungen zur Marktabgrenzung, insbesondere soweit die fehlende Substituierbarkeit einer konkreten Konzession aus Nachfragersicht festgestellt wird, der Ergänzung. Festzustellen ist, dass jede Gemeinde bei der Vergabe der örtlichen Konzession über Marktmacht bei der Preissetzung verfügt, die es ihr erlaubt, die Renten auf den nachgelagerten Märkten abzuschöpfen. Ferner sollte die Aufnahme von Konzessionen zum Betrieb von Energieversorgungsnetzen in den Kreis der nach §§ 97 ff. GWB ausschreibungspflichtigen Sachverhalte geprüft werden. Der aus einer Ausschreibungspflicht resultierenden Erhöhung der Transaktionskosten bei der Konzessionsvergabe stehen gewichtige Vorteile gegenüber. Das Vergabeverfahren wäre so auszugestalten, dass der Bewerber den Zuschlag erhält, der den höchsten Abschlag auf die regulierten Netzentgelte anbietet. Dies würde dazu beitragen, einen möglichst niedrigen Preis bei der Energieversorgung von Endkunden zu gewährleisten.

30.* Die Grundlage des Angebots auf Energiemärkten bildet der Transport über Netze. Ein Netzausbaubedarf wird in Deutschland vor allem in Verbindung mit der wachsenden Bedeutung erneuerbarer Energien für die Stromversorgung identifiziert. Die neuen Anforderungen an das Stromnetz haben zu der Zielsetzung eines „Smart Grid“ geführt. In einer weiten Definition umfasst der Begriff den Bau neuer (leistungsfähigerer) Netze, verbunden mit einer intelligenten Vernetzung von Kraftwerks-, Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten und Nachfragern. Der Beschleunigung des Ausbaus der Netzinfrastruktur dienen Gesetze wie das Energieleitungsausbaugesetz oder das Netzausbaubeschleunigungsgesetz. Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur die geplante NorGer-Stromverbindungsleitung von bestimmten Vorschriften der Energieregulierung ausgenommen. Im Gassektor leitet sich der Bedarf zum Ausbau der Netze indes aus den Zielen einer Integration speziell der deutschen und auch der europäischen Marktgebiete und der Schaffung von wettbewerblichen Wahlmöglichkeiten beim Angebot aus Exportländern ab.

31.* In der öffentlichen Diskussion wird der Ausbau des Netzes zur Beseitigung von Engpässen in diesem Zusammenhang zuweilen als alternativlos dargestellt, um zukünftig die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden. Für den Umgang mit vorhandenen oder zukünftigen Engpässen in den Strom- und Gasnetzen stehen jedoch weitere Alternativen wie die Bewirtschaftung des Engpasses sowie eine räumliche Anpassung der Energieeinspeisung zur Verfügung. Hinsichtlich der verschiedenen Lösungswege des Engpassproblems dürfen auch die Interdependenzen der Lösungswege nicht außer Acht gelassen werden. So sollten für die Erzeugungseinheiten bewusst Preissignale gesetzt werden, um innerhalb der bereits bestehen Netzinfrastruktur Engpässe zu vermeiden. Diese Anreize bestehen allerdings nicht im Falle des Netzausbaus und kaum im Falle von Redispatching-Maßnahmen. Das Beispiel Schwedens zeigt, dass Netzengpässe, die aufgrund von massiven Differenzen in Angebot und Nachfrage entstehen, mithilfe der Schaffung von mindestens zwei Preiszonen gelöst werden können. Hierdurch können Preissignale für die Ansiedlung von Kraftwerken gesetzt werden. Die derzeit in Deutschland bestehende einheitliche Preiszone im Stromsektor erscheint insoweit vor dem Hintergrund der Energiewende nicht unproblematisch. Die Monopolkommission stellt daher insbesondere im Hinblick auf inländische Engpässe der Stromversorgung die Schaffung von mindestens zwei Preiszonen in Deutschland in Form eines Engpassmanagements mithilfe impliziter Auktionen zur Diskussion. Für den Fall mehrerer Preiszonen ergibt sich in jeder Region ein eigener Preis aus einem zonenspezifischen Angebot und einer zonenspezifischen Nachfrage. Die Preisdifferenz zwischen Überschuss- und Defizitregion offenbart damit den Marktakteuren Existenz und Grad des Engpasses. Diese Signale bedingen, dass für Kraftwerksbetreiber ein Anreiz besteht, sich in der Defizitregion anzusiedeln. Abschließend verweist die Monopolkommission darauf, dass der Stromnetzausbau nicht ausschließlich auf den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes fokussieren sollte, sondern gleichzeitig auch geringere Spannungsebenen, d. h. Verteilernetze, in den Blick genommen werden sollten.

32.* Eine geeignete Regulierung des Zugangs zu Gas- und Stromleitungsnetzen stellt die wichtigste Voraussetzung für eine wirksame Entwicklung des Wettbewerbs auf Handelsmärkten dar. Im Gassektor wirken sich in diesem Zusammenhang vor allem die Systeme auf die Wettbewerbsentwicklung aus, die den Zugang zu den Fernleitungsnetzen regeln. Wenn ein Akteur am Markt Gas zu Belieferungs- oder Handelszwecken transportieren möchte, benötigt er dazu Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten, deren Mengen insbesondere für den Marktgebiets- bzw. grenzüberschreitenden Transport begrenzt sind. Durch die Einführung einer Auktionierung der Kapazitätsrechte und der Rückgabe ungenutzter Kapazitäten wurde hier eine sinnvolle Weiterentwicklung erreicht, durch die der Zugang zu Kapazitäten für Wettbewerber in Zukunft vereinfacht wurde. Eine differenzierte Bewertung erfordert der mit den Neuregelungen verbundene Wegfall des Handels an Grenzübergangspunkten (Flanschhandel). Während auf diese Weise Möglichkeiten zur Marktabschottung großer Ferngasimporteure wegfallen und damit grundsätzlich bessere Bedingungen für den nationalen Wettbewerb von Gasanbietern geschaffen werden, ist auf der anderen Seite kritisch zu bewerten, dass die Verhandlungsmacht ausländischer Lieferanten weiter zunehmen könnte. Im Zuge des Ziels einer wettbewerblichen Entwicklung europäischer Großhandelsmärkte ist die Neuregelung dennoch positiv zu bewerten, sollte aber durch eine flankierende Förderung einer Diversifizierung der Importmöglichkeiten begleitet werden.

33.* Die Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor wurden bereits Ende 2008 durch ein neues Grundmodell neu strukturiert (GABi Gas). Die Bundesnetzagentur hat die wirtschaftlichen Wirkungen des Ausgleichs- und Regelenergiesystems in einem am 1. April

2011 vorgelegten Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie evaluiert und sieht die Neuregelung grundsätzlich positiv. Auffällig war jedoch der extrem hohe Bedarf an Regelenergie im Winter 2009/2010, für den als Ursache insbesondere eine systematische Unterspeisung von Bilanzkreisen infrage kommt. Um diesem Problem zukünftig gezielt entgegenwirken zu können, ohne extrem hohe und wettbewerbshemmende Ausgleichsenergiepreise zu erheben, sollten die Preisauf- und -abschläge für die im Gassektor in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen nach dem Vorbild einer von der Monopolkommission vorgeschlagenen Methode berechnet werden. Um zudem die Datenqualität der geschätzten Verbrauchsprofile (Standardlastprofile) zu verbessern, die ebenfalls für überhöhte Ausgleichsenergiebedarfe verantwortlich sein können, sollten den Ausspeisenetzbetreibern im Gassektor kurzfristig Anreize zur Verbesserung ihrer Prognosefähigkeit gegeben werden. Dazu sollten sie die finanzielle Verantwortung für einen bestimmten Anteil der Entwicklung der saldierten Abrechnungsbeträge für Mehr- und Mindermengen eines Jahres erhalten.

34.* Im Stromsektor resultiert die grundsätzliche Notwendigkeit von Regelenergie aus der Tatsache, dass unvorhergesehene Störungen von den Übertragungsnetzbetreibern mit dem Ziel der Systemstabilität des Netzes ausgeglichen werden müssen, um so die Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu sichern. Die wichtigste Entwicklung auf dem Regelenergiemarkt Strom war die Umsetzung des Netzregelverbundes für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Hierdurch kann ein „Gegeneinanderregeln“, bei dem der Leistungsüberschuss einer Regelzone nicht durch ein Leistungsdefizit einer anderen Regelzone ausgeglichen wird, verhindert werden. Der Netzregelverbund bewirkt, dass ein Gegeneinanderregeln im besten Falle beinahe vollständig verhindert werden kann und Übertragungsnetzbetreiber infolgedessen weniger Regelenergie nachfragen müssen. Die Monopolkommission begrüßt die von der Bundesnetzagentur beschlossene Regelzonenkooperation. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass ein Gegeneinanderregeln gleichwohl Teil einer bewussten Strategie von Übertragungsnetzbetreibern sein kann. So bestehen für ein Verbundunternehmen Anreize für ein bewusstes Gegeneinanderregeln, da einem Übertragungsnetzbetreiber eigene Konzernschwestern als Regelenergieanbieter gegenüberstehen. Da sich Regelenergiekosten vollständig von den Übertragungsnetzbetreibern wälzen lassen, sind sie insoweit lediglich ein durchlaufender Posten. Die Monopolkommission meint, dass die Einhaltung des TransmissionCode in diesem Punkt von der Bundesnetzagentur nicht adäquat überwacht werden kann. Vor diesem Hintergrund geht die Lösung eines Netzregelverbundes nicht weit genug. Die Monopolkommission plädiert daher für die Einrichtung einer einheitlichen Regelzone, um unter der Ägide eines unabhängigen Zentralreglers die ökonomischen Anreize eines übermäßigen Einsatzes von Regelenergie zu vermeiden, und spricht sich insoweit gegen die Regelungskontrolle eines Unternehmens aus, das zugleich als Erzeuger auf den Regelenergiemärkten auftritt.

35.* Da auf dem Regelenergiemarkt für Strom insbesondere bei der Primär- und Sekundärregelung bisher wenige große Marktteilnehmer das Marktgeschehen prägen, hat die Bundesnetzagentur mit dem Ziel der Öffnung des Marktes für kleinere Anbieter im April 2011 neue Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die Beschaffung von Primär- und Sekundärenergie festgelegt. So wurde zunächst die Verkürzung des Ausschreibungszeitraums von einem Monat auf eine Woche festgeschrieben. Des Weiteren wurde die Mindestangebotsgröße von 5 auf 1 MW bei der Primärregelleistung und von 10 auf 5 MW der Sekundärregelleistung abgesenkt. Ferner dürfen Anbieter nun auch ihre Anlagen, die Regelenergie erbringen, durch Anlagen Dritter besichern. Schließlich stehen Anbietern bessere Möglichkeiten des Poolens von Anlagen zur Verfügung, sodass Losgrößen von kleineren Erzeugungsanlagen schneller erreicht werden können. Die Monopolkommission begrüßt diesen schrittweisen Abbau von Markteintrittsbarrieren, da hierdurch vor allem kleinen und neuen Anbietern der Zugang zu Regelenergiemärkten erleichtert und damit die Wettbewerbssituation verbessert wird.

36.* Zur Regulierung der Entgelte für den Zugang zu Strom- und Gasversorgungsnetzen ist am 1. Januar 2009 die sog. Anreizregulierung in Kraft getreten, die sich in ihrer ersten Entgeltregulierungsperiode befindet. Mögliche Schwierigkeiten mit dieser modernen Form der Entgeltregulierung könnten vor allem im Hinblick auf die effiziente Steuerung der Investitionstätigkeit bestehen. Regulierte Unternehmen kritisieren hier, dass die Anwendung der Vorschriften zur Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur keine ausreichende Verzinsung von Investitionen zulasse. Ein Beispiel sei der Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen, den die Bundesnetzagentur von beantragten Investitionsbudgets abziehe, wenn der für Ersatzinvestitionen zugestandene Betrag noch nicht ausgeschöpft wurde. Da nach Auffassung der Monopolkommission durch die Ansetzung dieses Betrags einerseits ineffiziente Doppelanerkennungen vermieden werden, andererseits jedoch Effizienzanreize konterkariert werden, könnte bis zu einer grundlegenden Überarbeitung der Anreizregulierung geregelt werden, dass zukünftig der halbe Betrag von der Bundesnetzagentur angesetzt wird. Des Weiteren sollte die Entgeltregulierung analog zu unregulierten Branchen eine Verzinsung vorsehen, die unabhängig von einer bestimmten Kapitalstruktur ist. Dazu sollte die Ermittlung einer individuellen Eigenkapitalquote durch eine fixe kalkulatorische Eigenkapitalquote von z. B. 40 Prozent ersetzt werden. Insgesamt sollten die Erfahrungen, die bisher mit der Anreizregulierung gemacht wurden, von der Bundesnetzagentur für eine Evaluation und eine darauf basierende Weiterentwicklung des deutschen Anreizregulierungssystems genutzt werden.

37.* Die Versorgung der Eisenbahn mit Elektrizität stellt einen gesonderten Bereich der Energieversorgung dar, der aus technischen Gründen nicht mit der Versorgung von Haushalten, Gewerbe und Industrie vergleichbar ist. Die Zugangsbedingungen zu den Märkten für Bahnstrom werden jedoch insbesondere durch die im Energiesektor etablierte allgemeine Regulierung der Versorgungsnetze bestimmt. Wichtigster und bisher auch alleiniger Versorger mit Bahnstrom ist die DB Energie GmbH, eine Toch-

ter des staatlichen Marktführers auf Bahnmärkten, der Deutschen Bahn AG. Das technisch spezielle Bahnstromnetz wird im Wesentlichen ebenfalls von der DB Energie GmbH gehalten. Eisenbahnverkehrsunternehmen können die Stromversorgung entweder komplett von der DB Energie GmbH durchführen lassen – in diesem Fall sieht die DB Energie GmbH jedoch Mengenrabatte vor, die aufgrund ihrer Marktstellung nur die eigenen Transportschwesterunternehmen aus dem DB-Konzern ausschöpfen können – oder alternativ lediglich den Netzzugang buchen und sich von einem dritten Anbieter am Energiemarkt versorgen lassen. Letztere Option spielte jedoch praktisch bisher keine Rolle, da die Kosten für den Netzzugang so hoch waren, dass sich der Drittbezug nicht lohnte. Dies könnte auch darauf zurückzuführen sein, dass die Entgelte für den Netzbezug bisher keiner regulatorischen Kontrolle unterlagen, wie das im Rahmen der Entgeltregulierung bei gewöhnlichen Übertragungs- und Verteilnetzen der Fall ist. Die DB Energie GmbH berief sich hier bisher auf eine nicht eindeutig geklärte Rechtslage; allerdings wurde Ende 2010 durch eine Entscheidung des Bundesgerichtshofs klargestellt, dass die Netze der DB Energie GmbH auch der Entgeltregulierung des Energierechts unterliegen.

38.* Unklar bleibt, ob mit einer Anwendung der Entgeltregulierung die missliche Lage der Energieversorgung auf Eisenbahnmärkten gelöst wurde. Auch die Regelungen zur zeitlich exakten Einspeisung, zum Preis für Ausgleichsenergie und zur Vergütung von rückgespeistem Bremsstrom behindern die Wettbewerber auf Eisenbahnmärkten. Es wäre daher sinnvoll die Regulierung des Bahnstroms im Energierecht auf die Erfordernisse des Bahnsektors anzupassen. Dies könnte dadurch geschehen, dass die Vorschrift des § 12 StromNZV um eine Vorgabe für Bahnstromnetzbetreiber ergänzt wird, nach der für Eisenbahnverkehrsunternehmen spezielle Bahn-Lastprofile zur Anwendung kommen. Diese sind für jeden Verkehr nach Fahrplan und Gelegenheitsverkehre zu berechnen und sollen kumuliert dem typischen Tageslastgang im Bahnstromnetz entsprechen. Die Lastprofile könnten differenziert nach Zug- und Streckentyp unmittelbar um eine typische Bremsstrommenge bereinigt werden. In Verbindung mit einer effizienten Regulierung der Entgelte für den Zugang zum Bahnstromnetz würden damit die Voraussetzungen geschaffen, dass sich wirksamer Wettbewerb auch bei der Energieversorgung von Eisenbahnverkehrsunternehmen entwickeln kann.

39.* Ein generelles Thema bei der Regulierung der Energiemärkte stellt das Unbundling integrierter Energieversorgungsunternehmen dar. Durch das dritte EU-Legislativpaket zur Strom- und Gasmarktliberalisierung haben sich hinsichtlich der Entflechtungsbestimmungen integrierter Versorgungsunternehmen im Energiewirtschaftsgesetz eine Reihe von Anpassungen ergeben. Dabei bleiben für die Verteilnetzbetreiber und deren Ressourcenausstattung die bisherigen Regeln größtenteils unverändert. Für die Übertragungsnetze (Strom) und die Fernleitungsnetze (Gas) sind stärkere Entflechtungsoptionen vorgesehen. Die Mitgliedstaaten können hierbei aus drei Möglichkeiten wählen: der eigentumsrechtlichen Entflechtung (Ownership Unbundling), dem unabhängigen Netzbetreiber (Independent System Operator, ISO) und – als sog. dritter Weg – dem unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (Independent Transmission Operator, ITO). Die Monopolkommission begrüßt den für Deutschland erwogenen dritten Weg, der die Zukunft der Übertragungs- und Fernleitungsnetze bestimmen wird. Der EU-Richtliniengeber hat mit dem ITO ein Modell gefunden, das ein rigideres Unbundling im Interesse des Wettbewerbs forciert, ohne dabei dem Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzeigentümer die Verfügungsgewalt über das Netz zu entziehen.

40.* Durch unzureichendes Unbundling der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber und damit einhergehende Wettbewerbsprobleme ist nach Auskunft der Bundesnetzagentur noch immer kein gefestigter Zustand erreicht. Auch zeigt sich, dass die Entflechtungsvorschriften in ihrer jetzigen Ausprägung eine Benachteiligung von Wettbewerbern nur bedingt verhindern können. So können beispielsweise integriert auftretende Energieversorger technische Neuerungen (etwa die Versorgung der Kunden mit Smart Metern) aufseiten der Netzgesellschaft unter Abstimmung und Vorteilnahme der eigenen Vertriebsgesellschaft einführen. Vor dem Hintergrund der Probleme, die durch das Auftreten vertikal integrierter Verteilnetzbetreiber bestehen, einer möglichen Zunahme von Verteilnetzbetreibern mit weniger als 100 000 Kunden und im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Energieregulierung spricht sich die Monopolkommission dafür aus, die De-Minimis-Grenzen zur rechtlichen und operationellen Entflechtung der Verteilnetzbetreiber zu ändern. Bei der operationellen Entflechtung gemäß § 7a EnWG sollte die De-Minimis-Grenze nach Absatz 7 vollständig entfallen. Die Grenze gemäß § 7 Absatz 2 EnWG, nach der Energieversorgungsunternehmen mit weniger als 100 000 Kunden von der rechtlichen Entflechtung ausgenommen sind, könnte zudem gesenkt werden. Neben einer Ausweitung der Entflechtungsvorgaben fordert die Monopolkommission, auch deren Umsetzung schärfer zu kontrollieren. Die Monopolkommission weist zudem darauf hin, dass der Rechtsrahmen im Bereich der Konzessionsvergabe noch Defizite im Hinblick auf die entflechtungsrechtlichen Vorgaben aufweist. Da nach der geltenden Regelung des § 46 EnWG noch wie zu Zeiten der Konzessionierung der integrierten Gesamtversorgung lediglich „Energieversorgungsunternehmen“ als Vertragspartner genannt werden, werden die Wegerechte in der Praxis regelmäßig nicht an den Netzbetreiber, sondern an wettbewerbliche Bereiche des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens vergeben. Die Monopolkommission fordert daher im Einklang mit der Bundesnetzagentur eine gesetzliche Konkretisierung dahingehend, dass der Konzessionsvertrag ausschließlich mit dem jeweiligen Netzbetreiber und nicht mit anderen Teilen eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens abgeschlossen wird.

1 Einführung

1. Die Energiemärkte unterlagen in den letzten Jahren einer Reihe wichtiger Entwicklungen. Erhebliche energiepolitische Tragweite hatte zuletzt der Wiederausstieg Deutschlands aus der Kernenergie infolge der Nuklearkatastrophe im japanischen Fukushima im März 2011. Daneben wurde der Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetze, insbesondere vor dem Hintergrund der Verabschiedung des dritten Energiebinnenmarktpakets durch die Europäische Union, erheblich weiterentwickelt. Ferner sind die Wettbewerbs- und Regulierungsbehörden, vor allem die Europäische Kommission, das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur, im Energiesektor weitreichend tätig geworden. Erhebliche Anpassungen der Marktordnung im Energiesektor resultieren außerdem aus der Entscheidung zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Mit all diesen Entwicklungen verbinden sich Auswirkungen auf wichtige Liberalisierungsziele im Energiesektor, die auf die Schaffung wettbewerblicher und effizienter Markt- und Handelsbedingungen gerichtet sind.

2. Im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)[1] hat der Gesetzgeber der Monopolkommission den Auftrag erteilt, die wettbewerbspolitische Situation auf den Märkten für die leitungsgebundene Elektrizitäts- und Gasversorgung zu prüfen. Die Monopolkommission erstellt dazu gemäß § 62 Absatz 1 Satz 1 EnWG alle zwei Jahre ein Gutachten, in dem sie den Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs und die Frage beurteilt, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland besteht, die Anwendung der Vorschriften dieses Gesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht würdigt und zu sonstigen aktuellen wettbewerbspolitischen Fragen der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas Stellung nimmt.

3. In vergangenen Gutachten hat die Monopolkommission bereits erläutert, wie sie ihren gesetzlichen Auftrag gemäß § 62 Absatz 1 Satz 1 EnWG auslegt.[2] Danach erstreckt sich der Gutachtenauftrag auf

- die Beurteilung der Wettbewerbsentwicklung auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas insbesondere hinsichtlich der Frage, ob auf diesen Märkten ein funktionsfähiger Wettbewerb bzw. auf den Netzebenen ein regulatorisch bedingter Wettbewerb vorliegt,
- die Würdigung der Vorschriften zur Energiewirtschaft und ihrer Anwendung im Bereich der Regulierung und der Wettbewerbsaufsicht,
- die „freiwillige“ Stellungnahme zu weiteren wettbewerbspolitischen Fragestellungen der leitungsgebundenen Energiewirtschaft.

4. In § 62 Absatz 1 Satz 2 EnWG wird geregelt, dass das Gutachten in dem Jahr abgeschlossen sein soll, in dem kein Hauptgutachten nach § 44 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)[3] vorgelegt wird. Gemäß § 62 Absatz 2 EnWG wird das Gutachten der Bundesregierung überreicht. Die Bundesregierung legt dieses den gesetzgebenden Körperschaften vor und nimmt in angemessener Frist Stellung. Das Gutachten wird zu dem Zeitpunkt, zu dem es von der Bundesregierung den gesetzgebenden Körperschaften zugeleitet wird, von der Monopolkommission veröffentlicht.

5. Im vorliegenden Sondergutachten hat die Monopolkommission die Wettbewerbsbedingungen infolge der jüngsten Entwicklungen untersucht und ein umfangreiches Konzept zur wettbewerblichen Weiterentwicklung des Energiesektors vorgelegt. Nach einer kurzen Einführung in diesem Kapitel hat sie sich in Kapitel 2 mit den besonders wichtigen aktuellen Entwicklungen auf den leitungsgebundenen Strom- und Gasmärkten beschäftigt. Hierzu zählen die Folgewirkungen einer Neubewertung der Kernenergie seitens der Politik sowie die Rekommunalisierung. In Kapitel 3 werden die Märkte für leitungsgebundene Energie zunächst dargestellt. Die sich anschließenden Kapitel 4, 5 und 6 untersuchen nacheinander die Bereiche Netzebene und Regulierung, Produktion und Großhandel von Strom und Gas und die Endkundenmärkte. Damit werden der als natürliches Monopol regulierungsbedürftige Netzbereich, die Wertschöpfungsstufen Produktion und Großhandel sowie der Einzelhandel bzw. Endkundenmarkt aufgezeigt und analysiert. Das Sondergutachten schließt in Kapitel 7 mit der Zusammenfassung aller Handlungsempfehlungen zur wettbewerblichen Weiterentwicklung des Energiesektors.

2 Wichtige aktuelle Entwicklungen im Energiesektor

2.1 Folgewirkungen einer Neubewertung der Kernenergie

6. Infolge der Nuklearkatastrophe im japanischen Fukushima fand im Frühling 2011 in Teilen der deutschen Politik ein Umschwung in der Haltung zur Kernenergie statt. Die nunmehr vorgesehene endgültige Abschaltung aller deutschen Kernkraftwerke wird voraussichtlich erhebliche wettbewerbspolitische Auswirkungen haben, die teilweise von der genauen Ausgestaltung des Übergangs in einen deutschen Energiemarkt abhängen, in dem auf die inländische Nutzung der Kernenergie vollständig verzichtet wird. Eine umfassende Würdigung dieser Entwicklungen überstiege die Reichweite dieses Gutachtens. Im Folgenden werden jedoch einige wesentliche Effekte des Ausstiegs aus der Kernenergie auf die Strommärkte analysiert und einige Schlussfolgerungen gezogen.

---

[1] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1970, 3621; zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1690.

[2] Vgl. Monopolkomschnmission, Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten 49, Baden-Baden 2008, Tz. 2 ff., sowie Monopolkommission, Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten 54, Baden-Baden 2009, Tz. 3 ff.

[3] Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 2005, BGBL. I S. 2114; 2009 I S. 3850; zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 26. Juli 2011, BGBl. I S. 1554.

2.1.1 Ausgangslage: Ausstieg aus der Kernenergie und Ausstieg aus dem Ausstieg

7. Die friedliche Nutzung der Kernenergie, synonym auch als Atomenergie bezeichnet, begann in den 1950er Jahren mit der Vorstellung, eine reichlich vorhandene und sehr preiswerte Energiequelle zur Verfügung zu haben. Dabei ist der großtechnische Einsatz der Kerntechnik in der Energiewirtschaft nur durch die staatliche Unterstützung der Kerntechnik – ursprünglich aus militärischen, später auch zur Entwicklung ziviler Anwendungen – möglich geworden.[4]

8. Im Juni 2000 hatten die damalige Bundesregierung, bestehend aus SPD und Bündnis 90/Die Grünen, und die Stromkonzerne gemeinsam den Ausstieg aus der Kernenergie vereinbart. Nach der Vereinbarung, die durch eine Novellierung des Atomgesetzes (AtG) im Jahr 2002 juristisch abgesichert wurde, beschränkte sich die Strommenge, die in den bestehenden Kernkraftwerken noch produziert werden durfte, auf 2 623,3 TWh.[5] Hierdurch reduzierte sich die Restlaufzeit der bestehenden Anlagen; im Jahr 2023 sollte mit dem Kernkraftwerk Emsland die letzte Anlage planmäßig abgeschaltet werden.[6] Neue Kernkraftwerke durften nicht gebaut werden.

9. Nach der Bundestagswahl 2009 wurde durch die schwarz-gelbe Bundesregierung eine Korrektur des Ausstiegsbeschlusses in Form einer Erhöhung der in Anlage 3 AtG enthaltenen Reststrommengen sowie die Einführung einer Brennelementesteuer beschlossen. Grundlage der Brennelementesteuer ist das Kernbrennstoffsteuergesetz (KernbrStG) vom 8. Dezember 2010[7], welches am 1. Januar 2011 in Kraft getreten ist. Im Sinne dieses Gesetzes gelten als Kernbrennstoff Plutonium 239 und 241 sowie Uran 233 und 235 (§ 2 Nummer 1 KernbrStG). Der Steuertarif beträgt pro Gramm Plutonium 239 und 241 und Uran 233 und 235 jeweils 145 Euro (§ 3 KernbrStG).[8] Gemäß diesem „Ausstieg aus dem Ausstieg“ durften die Atomkraftwerke in Abhängigkeit von ihrer Inbetriebnahme nun bis mindestens 2018 und maximal 2035 am Netz bleiben, d. h. alle Atomkraftwerke mit einer Inbetriebnahme vor 1980 erhielten nach dem Beschluss eine durchschnittliche Laufzeitverlängerung von acht Jahren, alle Atomkraftwerke mit einer Inbetriebnahme nach 1980 erhielten eine durchschnittliche Laufzeitverlängerung von zwölf Jahren.

2.1.2 Ausstieg aus der Kernenergie infolge der Nuklearkatastrophe in Fukushima

10. Als Reaktion auf die Nuklearkatastrophe in Fukushima infolge eines Erdbebens am 11. März 2011 folgte seitens der deutschen Bundesregierung am 14. März 2011 ein dreimonatiges Atom-Moratorium mit dem Ziel, alle 17 Atomkraftwerke in Deutschland einer Sicherheitsprüfung zu unterziehen und überdies die sieben ältesten vor 1980 gebauten Kraftwerke Biblis A, Biblis B, Isar 1, Brunsbüttel, Neckarwestheim 1, Philippsburg 1 und Unterweser sowie das Atomkraftwerk Krümmel vorerst stillzulegen. Mit diesem Schritt wurden 5 000 MW Kraftwerksleistung kurzfristig dem Markt entzogen. Basis der Entscheidung war das Atomgesetz; die Bundesregierung berief sich auf die Gefahren für Leben, Gesundheit oder Sachgüter (§ 19 Absatz 3 AtG).[9]

11. Die öffentliche Diskussion nach dem Unglück in Fukushima dreht sich vor allem um die Datierung eines endgültigen Atomausstiegs, aber auch um den daraus resultierenden Strompreisanstieg. Die Bundesregierung hat am 22. März 2011 eine 17-köpfige „Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung“ eingesetzt. Diese hat am 30. Mai 2011 ihre Empfehlungen vorgelegt. Der schrittweise Ausstieg, der innerhalb eines Jahrzehnts möglich sei, ist nach Ansicht der Ethik-Kommission nötig und wird empfohlen, um Risiken, die von der Kernkraft in Deutschland ausgehen, in Zukunft zu eliminieren.[10]

12. Das novellierte Atomgesetz[11] schreibt den endgültigen Ausstieg aus der Atomenergie früher vor, als noch im Dezember 2010 von der jetzigen Regierung festgelegt. Es sieht vor, dass die sieben ältesten Atommeiler, die nach der Atomkatastrophe von Fukushima zunächst vorläufig abgeschaltet worden waren, nun abgeschaltet bleiben. Das gilt auch für den schon länger abgeschalteten Reaktor Krümmel. Die neun verbleibenden Atomkraftwerke sollen stufenweise bis spätestens Ende 2022 abgeschaltet werden. Die Vorhaltung einer Kaltreserve durch eines der bis 2011 endgültig abzuschaltenden Kernkraftwerke bis zum 31. März 2013 ist vorgesehen. Sofern eine Kaltreserve nach Maßgabe der Bundesnetzagentur überhaupt

---

4 Vgl. Erdmann, G./Zweifel, P., Energieökonomik, Berlin/Heidelberg 2008, S. 270 ff.

5 Vgl. Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen, 14. Juni 2000, Anlage 1.

6 In Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V., Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990 bis 2020, Bad Honnef 2005, findet sich eine Übersicht über die Restlaufzeiten je Anlage.

7 BGBl. I S. 1804.

8 Die festgelegten Kosten für die Stromkonzerne sind nach dem Atomkompromiss vom 6. September 2010 folgende: Als erste Kostenkomponente zahlen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW von 2011 bis 2016 eine Brennelementesteuer von 2,3 Mrd. Euro p.a. Das ergibt in der Summe über die sechs Jahre 13,8 Mrd. Euro. Als zweite Kostenkomponente zahlen die Stromkonzerne im gleichen Zeitraum einen Sonderbeitrag von 1,4 Mrd. Euro, der zur Förderung erneuerbarer Energien dienen soll (Staffelung: in den Jahren 2011 und 2012: 300 Mio. Euro, 2013 bis 2016: 200 Mio. Euro). Addiert man für den Zeitraum 2011 bis 2016 die beiden feststehenden Kostenkomponenten aus dem Kompromiss (13,8 Mrd. Euro + 1,4 Mrd. Euro), dann ergibt sich eine Summe von 15,2 Mrd. Nach 2016 sollte ein Sonderbeitrag an die Stelle der Brennelementesteuer treten und somit alle Abgaben der Konzerne in den Ausbau von Ökoenergie fließen; die Höhe dieses Sonderbeitrags sollte insgesamt etwa in der Größenordnung von 15 Mrd. Euro liegen.

9 Dabei scheint zweifelhaft, dass eine akute, drohende Gefahr vorherrschte. Vielmehr wurde „lediglich“ ein allgemeines Risiko vor dem Hintergrund der Ereignisse in Japan in das Blickfeld gerückt.

10 Vgl. Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung, Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft, Berlin, 30. Mai 2011, http://www.bmu.de/atomenergie_sicherheit/downloads/17_legislaturperiode/doc/47454.php [Abruf: 3. Juni 2011].

11 Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985, BGBl. I S. 1565; zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 31. Juli 2011, BGBl. I S. 1704.

erforderlich sein sollte, soll sie nach Möglichkeit durch konventionelle Kraftwerke und nicht durch ein Stand-by-Atomkraftwerk sichergestellt werden.

13. Die deutsche Energiepolitik steht durch den Atomausstieg erneut vor einer Reorientierung, welche eine Vielzahl von Fragen aufwirft, deren Antworten nicht klar sind. Ursache dessen ist, dass ein Atomausstieg nur als ein Element eines umfassenderen Energieversorgungskonzeptes gesehen werden kann. Momentan können daher nur relativ allgemein gehaltene Prognosen über die Folgen eines zügigen Atomausstiegs gemacht werden.

14. Der Atomausstieg in der jetzigen Form wirft eine Vielzahl rechtlicher Fragen auf. Die rechtlichen Voraussetzungen und Rechtsfolgen eines Ausstiegs aus der Kernenergie sind bereits seit dem ersten Ausstieg 2001 stark umstritten. Die großen Energieversorgungsunternehmen berufen sich auf eine Entschädigungspflicht des Staates für die gesetzliche Verkürzung der ursprünglich vorgesehenen Laufzeiten der Atomkraftwerke. Ob die Regelungen des jetzigen Atomausstiegs und ihre Umsetzung tatsächlich entschädigungspflichtige Eingriffe in grundrechtlich geschützte Eigentumspositionen darstellen, ist gerichtlich zu klären.

2.1.3 Strompreis- und Wettbewerbseffekte

15. Aus ökonomischer Sicht ist ein Anstieg der Großhandelspreise für Strom anzunehmen, da günstige Produktionskapazitäten dauerhaft wegfallen. Dadurch verändert sich kurzfristig die Einsatzreihenfolge der Kraftwerkskapazitäten. Es werden Kraftwerke mit höheren Grenzkosten eingesetzt, wodurch ein Anstieg beim Großhandelspreis induziert wird. Dieser kann quantitativ nicht genau angegeben werden, da verschiedene technische Spezifika sowie Brennstoff- und CO_2-Zertifikatpreise involviert sind. Mittel- und langfristig ist zu erwarten, dass es zu verschiedenen Anpassungsentwicklungen und Erweiterungsinvestitionen kommt, wodurch der Auftrieb der Großhandelspreise tendenziell gebremst wird.

16. Die Preisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt – in Verbindung mit dem starken Ausbau der erneuerbaren Energien – beeinflusst den Endverbraucherpreis.[12] Insbesondere stromintensive Unternehmen sind aufgrund großer Verbräuche von Strompreisanstiegen am meisten betroffen. Der Strompreisanstieg ist für stromintensive Industrien auch insoweit am stärksten, als diese der Preisanstieg am Großhandelsmarkt aufgrund einer negativen Relation zwischen EEG-Umlage und Großhandelspreis in Gänze trifft.[13]

17. Der Spotmarkt hat auf den Atomunfall in Fukushima und die Verkündung des Moratoriums nicht stark reagiert. Auf den Terminmärkten gab es allerdings infolgedessen, wie Abbildung 2.1 zeigt, signifikante Preissteigerungen, wobei es sich in beiden Märkten um einen einmaligen Preisschritt handelt.[14] Die meisten Schätzungen gehen von einem Anstieg der Großhandelspreise durch den Atomausstieg von 0,5 bis 1,0 ct/kWh aus.

18. Die wettbewerblichen Implikationen des Atomausstiegs manifestieren sich in einer tendenziell fallenden Konzentration in der Stromerzeugung, da ausschließlich die vier größten Stromversorger von der Abschaltung von Atomkraftwerken betroffen sind.[15] Dies lässt sich bereits deutlich in den Börsenbewertungen von RWE und E.ON erkennen, die seit dem Moratorium deutlich gefallen sind. Das Oligopol der vier großen Stromerzeuger verliert mit dem Ausstieg aus der Atomenergie Erzeugungskapazitäten, wodurch eine Wettbewerbsbelebung möglich wäre, sofern nicht Atomstrom durch EEG-Strom ersetzt wird, der den Wettbewerb kaum belebt.[16] Kurzfristig können die wegfallenden Erzeugungskapazitäten durch eine Mischung aus neuen bzw. länger betriebenen Erdgas- und Kohlekraftwerken sowie Stromimporten kompensiert werden.

2.1.4 Klimapolitische Effekte

19. Klimapolitisch impliziert eine Laufzeitverkürzung der CO_2-freien Kernkraftwerke zumindest kurzfristig eine Erhöhung der Emissionen der deutschen Energiewirtschaft. Experten prognostizieren diesbezüglich rund 100 Mio. t/a – abhängig davon, wie die wegfallenden Kapazitäten ersetzt werden. Bei Gaskraftwerken wird man deutlich unter 100 Mio. t/a liegen, bei Ersatz durch Kohlekraftwerke wird man deutlich über diesem Niveau enden.

20. Unter der Prämisse, dass die gesamte vorhandene Emissionszertifikate-Menge für Emissionen genutzt wird,[17] kann sich durch die im europäischen Emissions-

---

[12] Aus ökonomischer Perspektive sind die Strommengen, die aus Atomkraftwerken stammen, ineffizient hoch, weil die Kosten für die Aufarbeitung, Endlagerung, größere Unfälle, terroristische bzw. kriegerische Angriffe oder Sabotageakte nicht im Preis für Atomstrom berücksichtigt sind.

[13] Der Nexus zwischen Großhandelspreisen und Endkundenpreisen wird durch eine negative Relation zwischen der EEG-Umlage und den Großhandelspreisen verkompliziert. Bei steigenden Großhandelspreisen sinkt ceteris paribus die EEG-Umlage. Ein Anstieg der Großhandelspreise führt daher zu einem unterproportionalen Anstieg der Endkundenpreise. Für stromintensive Unternehmen ist dies nicht der Fall und die Höhe der Großhandelspreise wird insoweit für Großabnehmer aufgrund der EEG-Sonderregelung im Gegensatz zu anderen Endverbrauchern nicht gedämpft. Gemäß § 40 EEG ist zwecks Stromkostensenkung die EEG-Abnahmemenge für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen begrenzt.

[14] Vgl. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Fischedick, M. u. a., Kurzstudie zu möglichen Strompreiseffekten eines beschleunigten Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie, im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW, Wuppertal, 18. Mai 2011, S. 40.

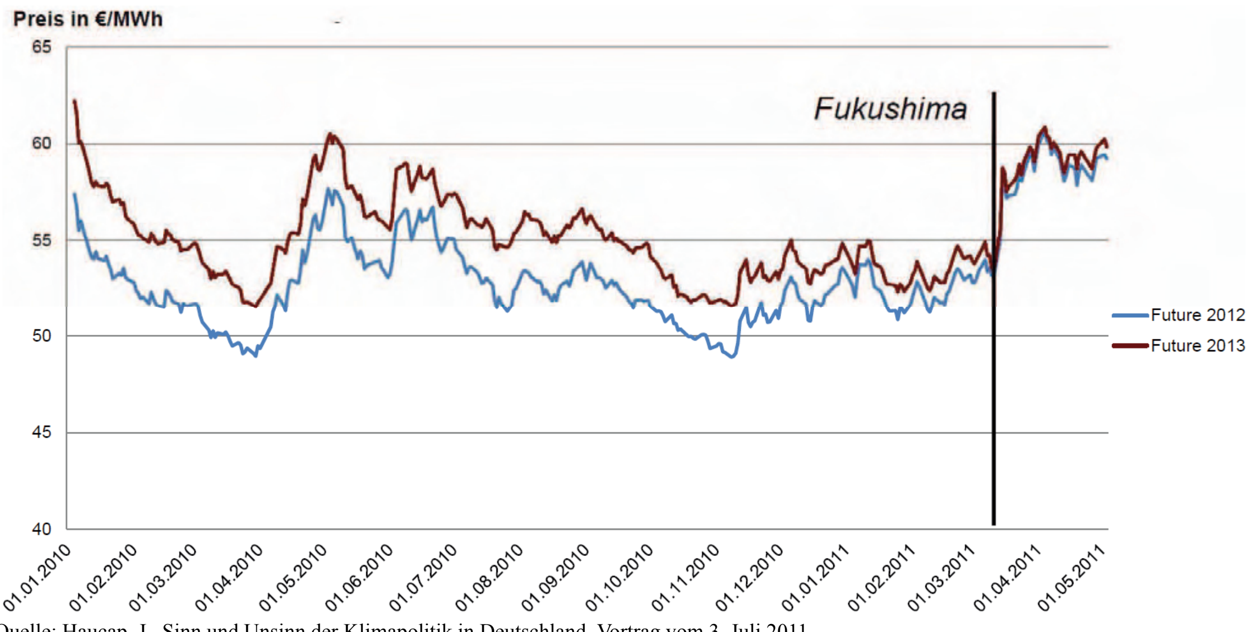
[15] Alle bislang eingesetzten 17 Kernkraftwerke in Deutschland gehören einem oder auch zwei der vier großen Energiekonzerne E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall. Lediglich in zwei Fällen haben Stadtwerke eine Minderheitsbeteiligung (Grohnde: Stadtwerke Bielefeld 16,7 Prozent/E.ON 83,3 Prozent; Isar 2: Stadtwerke München 25 Prozent/ E.ON 75 Prozent).

[16] Vgl. auch BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 28 f.

[17] So ist möglich, dass Zertifikate von (potenziellen) Emittenten zwar zunächst erworben, aber hiernach weder verbraucht noch wiederverkauft werden (Reservehaltung). Infolgedessen würde auch die tatsächliche Emissionsmenge unter den Emissions-Cap sinken.

Abbildung 2.1

Auswirkungen des Atomunfalls in Fukushima auf die deutschen Terminmarktpreise für Strom an der EEX



Quelle: Haucap, J., Sinn und Unsinn der Klimapolitik in Deutschland, Vortrag vom 3. Juli 2011

handelssystem fixierte Emissionsmenge das Gesamtvolumen der europäischen Emissionen nicht erhöhen. Indes wird durch eine kürzere Laufzeit der Kernkraftwerke in der deutschen Energiewirtschaft aber die Nachfrage und damit der Preis für CO_2-Zertifikate (European Union Allowance, EUA) steigen. Dies zeigt sich bereits in einer Preiserhöhung von ca. 1 bis 2 Euro/EUA seit dem Moratorium, wodurch die Stromerzeugung aus fossilen Quellen abermals teurer wird.[18] Insgesamt kann insoweit konstatiert werden, dass durch den Atomausstieg keine Klimaschutzwirkungen entfaltet werden können.

2.1.5 Auswirkungen auf Übertragungsnetze und Versorgungssicherheit sowie Außenhandelseffekte

21. Die Abschaltung von Atomkraftwerken wirkt sich ebenfalls auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit aus. Es gibt zwar auch ohne die abgeschalteten Atomkraftwerke hinreichend Kraftwerkskapazitäten, doch die Stromnetze sind noch nicht an die veränderte Situation angepasst. Die Netze kommen durch den Atomausstieg an den Rand der Belastbarkeit. Die fehlenden Kapazitäten führen dazu, dass häufiger eine Situation entsteht, die einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb nicht ermöglicht. Von einem (n-1)-sicheren Betrieb spricht man dann, wenn das Netz auch bei Ausfall eines wesentlichen Betriebsmittels noch stabil betrieben werden kann. Eine solche Vorsorge ist notwendig, da Ausfälle von Betriebsmitteln nicht ungewöhnlich sind.

22. Die Übertragungsnetzbetreiber sind daher häufiger zu Maßnahmen wie Schalthandlungen, gegenläufige Handelsgeschäfte (Countertrading, Redispatch) und anderen Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz (Anweisung zur Blindleistungsbereitstellung, Verschieben von Revisionszeiten, Bereitstellung von Kraftwerken aus der Kaltreserve, Einspeisemanagement der erneuerbaren Energien) gezwungen, wodurch das Risiko der Nichtbeherrschbarkeit von Störungen im Netz signifikant ansteigt. Durch den deutschen Alleingang des Kernkraftausstiegs werden die Risiken für die Netzstabilitäten national und auch europaweit vergrößert, aber die Restrisiken für die Kernenergienutzung kaum reduziert.

23. Der weiter steigende Anteil erneuerbarer Energien macht den Ausbau der Hochspannungs- und Verteilnetze notwendig, wobei durch das Moratorium die paradoxe Situation entsteht, dass mehr Übertragungskapazitäten erforderlich werden und gleichzeitig Netzumbau- oder Netzverstärkungsmaßnahmen aufgrund der erhöhten Netzbelastung nicht mehr wie geplant durchgeführt werden können. In welchem Umfang ein Netzum- und -ausbau erforderlich ist, bleibt umstritten – wobei er aber jedenfalls nach allgemeiner Auffassung zu langsam erfolgt. Um diesen Umstand zu korrigieren, wurden eine Reihe von Maßnahmen auf den Weg gebracht, unter anderem das neue Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG).[19]

---

[18] http://www.eex.com/en/Market%20Data/Trading%20Data/Emission%20Rights/EU%20Emission%20Allowances%20|%20Spot/EU%20Emission%20Allowances%20Chart%20|%20Spot/spot-eua-chart/2011-05-31/0/0/3m

[19] Vgl. auch Abschnitt 4.3.

24. Auch aus europäischer Perspektive wirft der Atomausstieg kritische Fragen auf. So ist durch die Notwendigkeit von deutschen Stromimporten die Versorgungssicherheit in Europa insgesamt geschmälert. Dieser Umstand hat auch zu Beratungen auf Ebene der EU-Energieminister geführt. Das EU-Parlament hat zusätzlich eine Stellungsnahme der EU-Kommission zu den Konsequenzen eines deutschen Atomausstiegs gefordert. Dies zeigt, dass eine stärkere Koordinierung in zentralen Fragen der Energiepolitik auf EU-Ebene notwendig ist, um Versorgungssicherheit auch in der Zukunft zu gewährleisten.

25. Neben den oben beschriebenen Auswirkungen auf die Strom- und CO_2-Preise hat eine Laufzeitverkürzung auch Auswirkungen auf den Außenhandel mit Strom, Brennstoffen und CO_2-Zertifikaten, wodurch die Außenhandelsbilanz negativ beeinflusst wird. Durch die Stilllegung von mehreren Atomkraftwerken hat Deutschland seine Position als Nettostromexporteur bereits eingebüßt, bedarf aber (noch) nicht unerheblicher Importe aus dem Ausland, die hauptsächlich aus Frankreich und Tschechien stammen, in deren Strommix Atomstrom eine bedeutende Stellung einnimmt. Durch den Wegfall der Erzeugungskapazitäten hat Deutschland daher seine Stellung als Stütze der Versorgungssicherheit im europäischen Verbund verloren, was auch für die Nachbarländer problematisch werden kann.

2.1.6 Schlussfolgerungen

26. Die unmittelbaren Folgen des Wegfalls von Erzeugungskapazitäten durch den Atomausstieg sind ein Anstieg der Strompreise sowie eine Reduzierung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität – auch für die Nachbarstaaten Deutschlands. Hinsichtlich der Strompreiserhöhung gehen die meisten Schätzungen von einer Erhöhung von 0,5 bis 1,0 ct/kWh auf der Großhandelsebene aus.[20] Auf der anderen Seite kann angenommen werden, dass die Konzentration in der Stromerzeugung sinken wird und neue Anbieter zum Markteintritt animiert werden. Klimapolitisch wird der Ausstieg auf EU-Ebene in jedem Falle durch die Fixierung der Emissionsmenge im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems neutral bleiben, wobei die Emissionen in Deutschland und der Preis für CO_2-Zertifikate bereits höher sind bzw. weiter steigen werden.

27. Die Monopolkommission hatte in ihrem letzten Energiesondergutachten, besonders vor dem Hintergrund langer Genehmigungsverfahren und hoher, langfristiger Investitionen, stabile rechtliche und politische Rahmenbedingungen gefordert.[21] Dies wurde nicht umgesetzt. Die Politik kann neue Kraftwerksinvestitionen dadurch begünstigen, dass sie für langfristig verlässliche Rahmenbedingungen sorgt. Die langfristigen Ziele der Energiepolitik wie auch die Maßnahmen zu ihrer Umsetzung müssen nachvollziehbar sein. Die Laufzeitverlängerung wurde, nachdem der Atomausstieg rückgängig gemacht wurde, erst Ende 2010 von der Bundesregierung beschlossen. Durch den Unfall im Atomkraftwerk Fukushima gab es dann – ohne eine neue Sachlage in Deutschland – einen plötzlichen Umschwung in der Energiepolitik. Dadurch wurde das wichtige ordnungspolitische Prinzip der Konstanz der Wirtschaftspolitik verletzt, wodurch die Planungs- und Investitionssicherheit deutlich geschmälert wurde. Die Konsequenzen daraus sind die Zurückhaltung bei Investitionen (man denke an drohende Kapazitätsengpässe[22]) und Rent-Seeking seitens der Marktteilnehmer, insbesondere in Form von Forderungen nach (zusätzlichen) Subventionen. Der zeitliche Rahmen für den Ausstieg und die Reihenfolge der Abschaltung der Atomkraftwerke sind auch nicht hinreichend nachvollziehbar und transparent.

28. Der Atomausstieg bietet die Möglichkeit zu einem umfassenden energiewirtschaftlichen Strukturwandel. Dazu bedarf es jedoch weiterer Maßnahmen, wie z. B. der Einrichtung von Kapazitätsmärkten[23] und einer Anpassung bestehender Regelungen wie dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)[24], um Planungs- und Investitionssicherheit für die Marktteilnehmer und die europäischen Partner schaffen. Der jetzige Ad-hoc-Ansatz erscheint dazu wenig geeignet. Dabei bedauert die Monopolkommission, dass eine marktkonformere Ausgestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit der aktuellen EEG-Novelle verpasst worden ist. Überdies ist eine stärkere Koordinierung in zentralen Fragen der Energiepolitik auf EU-Ebene notwendig, um Versorgungssicherheit auch in der Zukunft zu gewährleisten.

2.2 Rekommunalisierung

29. Nach der Privatisierungswelle zu Beginn der Liberalisierung des Energiemarktes ist in jüngerer Zeit ein verstärkter Trend zur Rekommunalisierung in der Energiewirtschaft zu beobachten.[25] Der Begriff Rekommunalisierung bezeichnet in diesem Zusammenhang eine Entwicklung, bei der die Energieversorgung aus privater Hand wieder vermehrt in die Hände der Städte und Gemeinden übergeht. Sie kann Teile der Wertschöpfungskette oder die gesamte Wertschöpfungskette von der Energieerzeugung über den Vertrieb und den Netzbetrieb betreffen. Sie kommt z. B. darin zum Ausdruck, dass Kommunen neue Stadtwerke gründen, ihre Anteile an bestehenden Stadtwerken zurückkaufen oder Konzessionen für den Netzbetrieb erwerben. Unter Rekommunalisierung im weiteren Sinne wird auch die zunehmende Bildung von Kooperationen einzelner Stadtwerke und Regionalversorger verstanden.

---

[20] Vgl. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Fischedick, M. u. a., a. a. O., S. 44.

[21] Vgl. hierzu Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 1*, 25 ff.

[22] Vgl. hierzu Abschnitt 5.1.3.

[23] Vgl. hierzu die Abschnitte 5.1.3 und 5.1.5.

[24] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25. Oktober 2008, BGBl. I S. 2074; zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1634.

[25] Die Stadtstaaten Berlin, Bremen und Hamburg sind nicht in Kommunen untergliedert; hier handelt in der Regel unmittelbar das Bundesland.

30. Der Trend zur Rekommunalisierung zeigt sich unter anderem anhand von Übernahmen von Energieversorgern durch Stadtwerke. So wurde am 30. September 2009 die Stadtwerketochter des E.ON-Konzerns Thüga von einem Stadtwerkekonsortium übernommen.[26] Die Thüga vereinigt ungefähr 90 Minderheitsbeteiligungen an Stadtwerken und Regionalversorgern. Vor der Übernahme wurde die Thüga von E.ON Ruhrgas kontrolliert. Überdies hat am 21. Februar 2011 das Bundeskartellamt die mehrheitliche Übernahme des Stromerzeugers Evonik Steag GmbH durch ein Stadtwerke-Konsortium aus dem Ruhrgebiet genehmigt. Die Kommunale Beteiligungsgesellschaft GmbH (KBG) übernimmt damit 51 Prozent der Anteile an der Evonik Steag GmbH.[27] Es kann außerdem konstatiert werden, dass zunehmend Stadtwerke und Regionalversorger an der Gründung von Gemeinschaftsunternehmen auf dem Endkundenmarkt beteiligt sind.[28] Auch die staatliche Übernahme der EnBW-Anteile des französischen Stromkonzerns EDF durch das Land Baden-Württemberg Ende des Jahres 2010 kann vor dem Hintergrund des Trends der Rekommunalisierung gesehen werden. Damit ging mit dem Karlsruher Energiekonzern EnBW einer der größten deutschen Energieversorger mehrheitlich in den Besitz der öffentlichen Hand über.

31. Als Motive für das erhöhte Engagement der Kommunen in der Energieversorgung werden insbesondere energie- und umweltpolitische Erwägungen, aber auch preispolitische und finanzwirtschaftliche Überlegungen angeführt. Häufig verfolgen Kommunen das Ziel, mehr Einfluss auf das Energieangebot und die Bereitstellung bestimmter Energiearten zu nehmen. Darüber hinaus wird die Erwartung geäußert, mittels direkter Einflussnahme eine kostengünstige und preiswerte Energieversorgung für den Letztverbraucher gewährleisten zu können. Schließlich stellt auch die Aussicht auf langfristige, gesicherte Einnahmen, z. B. in Form von Netzentgelten, einen Beweggrund für die Rekommunalisierung dar.

32. Befördert wird der Rekommunalisierungstrend dadurch, dass gegenwärtig und in den kommenden Jahren eine Vielzahl von Konzessionen für den Netzbetrieb ausläuft und neu vergeben werden muss. Laut Branchenschätzungen sind davon in den nächsten zwei Jahren ca. 3 000 Konzessionen betroffen.[29] Der folgende Abschnitt 2.2.1 behandelt einige wesentliche Aspekte im Zusammenhang mit der Konzessionsvergabe, in Abschnitt 2.2.2 wird die Rekommunalisierung aus ökonomischer und politischer Perspektive betrachtet.

2.2.1 Konzessionsvergabe

33. Gemäß § 46 Absatz 1 EnWG haben Gemeinden ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet diskriminierungsfrei durch Vertrag zur Verfügung zu stellen. Die Laufzeit eines solchen Wegenutzungsvertrags ist gemäß § 46 Absatz 2 EnWG auf 20 Jahre befristet. Die Gemeinden sind nach § 46 Absatz 3 EnWG verpflichtet, spätestens zwei Jahre vor Ablauf des alten Konzessionsvertrags das Vertragsende durch Veröffentlichung im Bundesanzeiger oder im elektronischen Bundesanzeiger, bei einer Kundenzahl von mehr als 100 000 auch im Amtsblatt der Europäischen Union, bekannt zu machen. Im Gegenzug zur Einräumung des Wegenutzungsrechts erhalten die Kommunen gemäß § 48 EnWG eine Konzessionsabgabe, deren zulässige Maximalhöhe von der Konzessionsabgabenverordnung (KAV)[30] vorgegeben wird.

34. Nach der alten Gesetzeslage wiesen Konzessionen dem Konzessionär das ausschließliche Recht zur Versorgung von Letztverbrauchern im jeweiligen Gemeindegebiet zu. Seit 2005 ist mit der Konzession nur noch das Recht des Netzbetriebs verbunden, ein ausschließliches Versorgungsrecht besteht nicht mehr. Vielmehr unterliegt der Netzbetreiber der Pflicht zur Durchleitung bei regulierten Netzentgelten. Grundversorger nach § 36 Absatz 1 EnWG ist jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert.

35. Bei der Vergabe des Netzbetriebs sind zwei Schritte zu unterscheiden. In einem ersten Schritt vergibt die Gemeinde das Wegenutzungsrecht an ein Energieversorgungsunternehmen. Dieses kann mit dem bisherigen Konzessionsinhaber identisch oder ein anderes Unternehmen sein. Gemeinde und Unternehmen schließen einen Wegenutzungsvertrag, in dem das Wegenutzungsrecht und die Höhe der Konzessionsabgaben als Gegenleistung vereinbart werden. Wird das Wegenutzungsrecht an ein neues Unternehmen übertragen, folgt in einem zweiten Schritt die Überlassung der für den Betrieb der Netze der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet notwendigen Verteilungsanlagen vom Altkonzessionär auf den neuen Wegenutzungsberechtigten (§ 46 Absatz 2 Satz 2 EnWG). Hierfür muss der Berechtigte dem Altkonzessionär eine wirtschaftlich angemessene Vergütung zahlen.

2.2.1.1 Kartellrechtliche Entscheidungspraxis

36. Wettbewerbsbeeinträchtigungen anlässlich der Rekommunalisierung der Energieversorgung, insbesondere im Zusammenhang mit der Konzessionsvergabe an Stadtwerke, hat das Bundeskartellamt in den Jahren 2009 und 2010 in mehreren Missbrauchsverfahren aufgegriffen. Der Großteil dieser Verfahren, denen ähnliche Sachverhalte zugrunde lagen, konnte mit Entscheidungen nach § 32b GWB abgeschlossen werden, nachdem entsprechende Verpflichtungszusagen angeboten worden waren.[31] In dem Verfahren GAG Gasversorgung Ahrensburg

[26] BKartA, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09.
[27] BKartA, Pressemeldung vom 22. Februar 2011, Bundeskartellamt erleichtert Stromvermarktung durch Evonik Steag.
[28] BKartA, Beschlüsse vom 31. August 2009, B8-100/09, und vom 30. April 2010, B8-109/09.
[29] Vgl. Bundesverband neuer Energieanbieter, bne kompass 01/11, S. 5.
[30] Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas vom 9. Januar 1992, BGBl. I S. 12, 407; zuletzt geändert durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006, BGBl. I S. 2477.
[31] BKartA, Beschlüsse vom 27. April 2010, B10-42/09, vom 17. September 2009, B10-74/08, und vom 3. Juni 2009, B10-71/08.

GmbH erließ das Bundeskartellamt eine Missbrauchsverfügung gemäß § 19 Absatz 1 und Absatz 4 Nummer 1 GWB.[32]

37. Die GAG steht im Alleineigentum der Stadt Ahrensburg und ist im Bereich der Gasverteilung und -versorgung tätig. Sie ist Grundversorger in Ahrensburg und seit 2006 Eigentümerin und Betreiberin des örtlichen Gasversorgungsnetzes. Der zwischen der Stadt und der GAG geschlossene Konzessionsvertrag sah unter anderem folgende Regelungen zur Konzessionsabgabe vor: Die GAG zahlt der Stadt eine Konzessionsabgabe in Höhe der Höchstsätze nach der Konzessionsabgabenverordnung. Sämtliche Gaslieferungen der GAG an Haushaltskunden (Heizgaskunden) gelten als Tariflieferungen im Sinne von § 2 Absatz 2 Nummer 2b KAV. Bei einer Durchleitung von Gas wird die GAG die Konzessionsabgabe an die Stadt in derselben Höhe zahlen, wie sie für eine unmittelbare Versorgung durch die GAG zu zahlen wäre. Seit der Übernahme des Gasnetzes belieferte die GAG ihre Kunden unterhalb einer Abnahmemenge von 100 000 kWh pro Jahr als Tarifvertragskunden und stellte Konzessionsabgaben gemäß § 2 Absatz 2 KAV in Höhe von 0,61 ct/kWh für die Belieferung mit Gas für Kochen und Warmwasser bzw. 0,27 ct/kWh für sonstige Tariflieferungen, insbesondere Heizgas, in Rechnung.[33] Konzessionsabgaben in derselben Höhe stellte sie auch Drittlieferanten bei der Durchleitung von Gas in Rechnung. Nur bei Kunden, die die Grenze von 100 000 kWh überschreiten, machte sie die für Sondervertragskunden gemäß § 2 Absatz 3 Nummer 2 KAV wesentlich niedrigere Konzessionsabgabe in Höhe von 0,03 ct/kWh geltend.

38. Das Bundeskartellamt bewertete dieses Vorgehen als Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung und gab der GAG auf, sämtliche Gaslieferungen Dritter im Wege der Durchleitung an Letztverbraucher als Lieferungen an Sondervertragskunden einzustufen und als Konzessionsabgabe höchstens den im Konzessionsvertrag für Sondervertragskunden (0,03 ct/kWh) vereinbarten, jedenfalls aber keinen höheren als den in § 2 Absatz 3 Nummer 3 KAV vorgesehenen Betrag zu berechnen. Außerdem wurde die GAG verpflichtet, zu viel gezahlte Entgelte an die Drittlieferanten zurückzuerstatten. Nach Auffassung des Bundeskartellamtes verfügt die GAG auf dem relevanten Markt für die entgeltliche Gestattung der Nutzung von Wegerechten durch den Netzbetreiber über eine Alleinstellung aufgrund des ihr im Konzessionsvertrag übertragenen Wegenutzungsrechts. Als Kern des Missbrauchsvorwurfs sieht das Amt den Umstand an, dass Drittlieferanten der Konzessionsabgabensatz für Tariflieferungen berechnet wird, der gegenüber dem Satz für Sondervertragslieferungen um ein Vielfaches höher liegt. Die Berechnung der erhöhten Konzessionsabgabe führe zu einer Steigerung der Kosten bei Drittlieferanten, welche diese erheblich behindere. Zwar müsse auch das mit dem Netzbetreiber konzernverbundene Grundversorgungsunternehmen die erhöhte Konzessionsabgabe leisten. Da diese beiden Unternehmen jedoch im Alleineigentum der Stadt Ahrensburg stünden, sei es für Letztere wirtschaftlich unerheblich, ob die Marge der Vertriebsgesellschaft sinke, sofern stattdessen der Netzbetreiber höhere Konzessionsabgaben an die Stadt abführe. Demgegenüber führe die Berechnung höherer Konzessionsabgaben bei unabhängigen Gasversorgungsunternehmen unmittelbar zu höheren Kosten und einer Reduzierung des Gewinns, ohne in anderer Form kompensiert zu werden. Darüber hinaus hält das Bundeskartellamt das Verhalten der GAG auch deshalb für missbräuchlich, weil ihm eine Verletzung der Bestimmungen der Konzessionsabgabenverordnung, insbesondere der §§ 2 Absatz 3 Nummer 2 und Absatz 6 Satz 1 und 2 KAV, zugrunde liegt.

39. Die Monopolkommission bekräftigt ihre im letzten Energiesondergutachten vertretene Auffassung, dass die Berechnung des überhöhten Konzessionsabgabensatzes eine erhebliche Wettbewerbsbeeinträchtigung darstellt.[34] Dieses Verhalten ist geeignet, den Markt für die Versorgung von Letztverbrauchern mit Gas abzuschotten, weil Energieversorgungsunternehmen wegen der geringen erzielbaren Gewinnmarge von einem Markteintritt absehen oder sich aus dem Markt zurückziehen könnten. Die Monopolkommission stimmt ferner mit dem Bundeskartellamt darin überein, dass das geschilderte Vorgehen der GAG gegen die Bestimmungen der Konzessionsabgabenverordnung verstößt und die Zielsetzung des reformierten Energiewirtschaftsrechts, die Entwicklung von Wettbewerb auf den Energiemärkten zu fördern, unterläuft. In diesem Zusammenhang ist allerdings nicht nur die willkürliche Einordnung von Sondervertragskunden als Tarifkunden bei der Fakturierung von Konzessionsabgaben als problematisch anzusehen. Vielmehr könnte auch der Umstand, dass ein Netzbetreiber die in der Konzessionsabgabenverordnung festgeschriebenen Höchstsätze in Rechnung stellt, kartellrechtlich relevant sein. Der Gesetzgeber verpflichtet den Netzbetreiber weder dazu, von Drittlieferanten überhaupt Konzessionsabgaben zu fordern, noch diese in einer bestimmten Höhe geltend zu machen; die Konzessionsabgaben sind gemäß § 2 Absatz 2 und 3 KAV lediglich nach oben gedeckelt. Die pauschale Geltendmachung der zulässigen Höchstsätze könnte daher schon für sich ein missbräuchliches Verhalten, einen Preishöhenmissbrauch, darstellen und sollte von den Wettbewerbsbehörden in künftigen Fällen untersucht werden.

40. Adressat der dargestellten Missbrauchsverfügung ist allein die GAG, sodass ausschließlich deren marktbeherrschende Stellung Voraussetzung für ein Eingreifen des Bundeskartellamtes nach den Missbrauchsregeln ist. Nur bedingt nachvollziehbar sind daher die Ausführungen des Amtes zu der marktbeherrschenden Stellung der Stadt

---

[32] BKartA, Beschluss vom 16. September 2009, B10-11/09. Die Entscheidung ist noch nicht bestandskräftig, da Beschwerde eingelegt wurde.

[33] Nach Erhalt der Abmahnung der zuständigen Beschlussabteilung änderte die GAG ihre Praxis insofern, als Gewerbekunden mit einem Verbrauch zwischen 10 000 und 100 000 kWh nunmehr als Sondervertragskunden eingestuft wurden.

[34] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 520 ff.

Ahrensburg. Es handelt sich um eine Feststellung, die für die weitere Entscheidungsbegründung keine Rolle mehr spielt, denn ein missbräuchliches Verhalten der Stadt Ahrensburg wird von der Wettbewerbsbehörde nicht näher untersucht. Allerdings kann die marktbeherrschende Position der konzessionsvergebenden Kommune dann kartellrechtlich relevant werden, wenn Kommune und Netzbetreiber – anders als im vorliegenden Fall – unverbunden sind. Die Forderung überhöhter Konzessionsabgaben im Konzessionsvertrag – sei es aufgrund einer falschen Einordnung von Kunden, sei es durch die pauschale Forderung der zulässigen Höchstsätze oder im Wege anderer Sachverhalte – könnte dann einen kartellrechtlich relevanten Missbrauch der beteiligten Kommune darstellen und sollte vom Bundeskartellamt aufgegriffen werden.

2.2.1.2 Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur

41. Die vielfältigen Fragen und Probleme, die bei der Neuvergabe von Konzessionen aufgetreten sind, waren Anlass für Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, im Dezember 2010 einen Leitfaden zu veröffentlichen.[35] Dieser behandelt neben Fragen der behördlichen und gerichtlichen Zuständigkeit vergabe-, kartell- und energierechtliche Aspekte der Konzessionsvergabe. Hierbei soll der Leitfaden die Positionen der beiden Behörden zu streitigen Fragen, die noch nicht von der Rechtsprechung geklärt sind, wiedergeben und so als Orientierungshilfe bei der Konzessionsvergabe dienen. Das Positionspapier beschränkt sich nicht auf die Erörterung von Problemfeldern im Zusammenhang mit der Rekommunalisierung, dennoch sind viele der im Leitfaden aufgegriffenen Fragen gerade auch vor dem Hintergrund derartiger Bestrebungen relevant.

42. Angesichts der bestehenden Unsicherheiten über viele praxisrelevante Fragen bei der Konzessionsvergabe begrüßt die Monopolkommission die Initiative von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, eine gewisse Anleitung für Betroffene anzubieten. Der Leitfaden erhöht die Vorhersehbarkeit der Behördenentscheidungen und erleichtert es den Beteiligten, ihr Verhalten bei der Konzessionsvergabe und Netzüberlassung an die behördlichen Erwartungen anzupassen. Das Positionspapier deckt außerdem zu einigen relevanten Aspekten Gesetzgebungsbedarf auf. Es kann somit dazu beitragen, den Vergabeprozess und die Netzüberlassung zu erleichtern und zu beschleunigen.

43. Im Rahmen der kartellrechtlichen Erläuterungen werden unter anderem Fragen der Marktabgrenzung und der Marktmacht erörtert. Laut Leitfaden ist die jeweilige Gemeinde bei der Konzessionsvergabe absolut marktbeherrschend und somit Normadressatin der §§ 19, 20 GWB, gegebenenfalls auch des Artikel 102 AEUV. Für diese Einschätzung werden zwei Begründungsansätze vorgetragen. Zum einen sei die jeweilige Konzession aufgrund ihrer „produktspezifischen“ Besonderheit, dass nur sie den Netzbetrieb für die örtliche Bevölkerung erlaube, nicht durch gleichartige Konzessionen andernorts substituierbar. Vielmehr stünden die verschiedenen gleichartigen Konzessionen funktional nebeneinander und seien Gegenstand eines eigenen sachlichen Marktes. Zum anderen sei aufgrund der genannten „produktspezifischen“ Besonderheit jeder einzelnen Konzession entgegen der üblichen nachfrageorientierten Marktabgrenzung strikt auf den lokalen Angebotsmarkt abzustellen. Die Zuständigkeit des Bundeskartellamtes könne sich hier aus der überörtlichen, regelmäßig länderübergreifenden Nachfrage ergeben. Diese Ausführungen zur Marktabgrenzung werfen Fragen auf, insbesondere soweit die Marktabgrenzung aus Nachfragersicht betroffen ist. So ist nicht unmittelbar einsichtig, warum für die Nachfrageseite keine Substituierbarkeit zwischen Konzessionen verschiedener Kommunen bestehen soll. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass Unternehmen Konzessionen zum Betrieb von Energieversorgungsnetzen länderübergreifend nachfragen, was im Leitfaden ausdrücklich bestätigt wird. Insoweit wären nähere Erläuterungen seitens der Behörden wünschenswert. Im Ergebnis teilt die Monopolkommission allerdings die im Leitfaden eingenommene Position, dass jede Gemeinde bei der Vergabe der jeweiligen Konzession über Marktmacht bei der Preissetzung verfügt, die es ihr erlaubt, die Renten auf den nachgelagerten Märkten abzuschöpfen.

44. Der Leitfaden geht sowohl im kartell- als auch im energierechtlichen Teil auf die Informationspflichten der Gemeinde und des Altkonzessionärs in verschiedenen Stadien der Konzessionsvergabe und Netzüberlassung ein. Die Monopolkommission begrüßt die Auffassung der Behörden, wonach weitgehende Informationspflichten aus Vertrag und gesetzlichem Schuldverhältnis bestehen. Für eine wettbewerbliche Vergabe von Konzessionen ist es unerlässlich, allen Bewerbern die notwendigen Informationen zugänglich zu machen. Daher bewertet die Monopolkommission die gesetzliche Verankerung von entsprechenden Informationspflichten im Rahmen der jüngsten EnWG-Novelle positiv. Eine solche Verpflichtung dürfte den Wettbewerb um die Vergabe jedenfalls für die Zukunft erheblich erleichtern.

45. Für besonders wichtig hält die Monopolkommission die Ausführungen zum Vergaberecht im Leitfaden, weil die Kommunen dadurch für eine stärkere Berücksichtigung wettbewerblicher Prinzipien bei der Vergabe sensibilisiert werden. Konzessionsverträge unterliegen zwar nicht dem GWB-Vergaberecht, da sie keine öffentlichen Aufträge über die Beschaffung von Liefer-, Bau- oder Dienstleistungen im Sinne von § 99 GWB zum Gegenstand haben. Allerdings finden die aus dem europäischen Primärrecht resultierenden Vergabeprinzipien Anwendung, die zur Bekanntgabe der anstehenden Vergabe und zur transparenten und nicht diskriminierenden Durchführung verpflichten. Außerdem ist die Entscheidung zu begründen und Rechtsschutz zu gewähren. Diese Prinzipien tragen dazu bei, dass die Kommune ihre marktbeherrschende Stellung bei der Auswahl des Konzessionsneh-

[35] Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, 15. Dezember 2010.

mers nicht missbraucht und die mit ihr verbundenen Unternehmen nicht einseitig bevorzugt.

46. Darüber hinaus sollte der Gesetzgeber die Aufnahme von Konzessionen zum Betrieb von Energieversorgungsnetzen in den Kreis der nach §§ 97 ff. GWB ausschreibungspflichtigen Sachverhalte prüfen.[36] Die Monopolkommission ist sich klar darüber, dass eine Einbeziehung in das GWB-Vergaberecht den Aufwand und die Kosten einer Konzessionsvergabe aufseiten der Kommunen und der Bewerber erhöhen wird. Dieser Effekt kann jedoch – wie auch im derzeit geltenden Vergaberecht – durch geeignete Schwellenwerte, die in der Vergabeverordnung zu regeln wären, abgemildert werden. Der zusätzliche Aufwand könnte ferner durch Heranziehung der Vorschrift des § 101 Absatz 7 GWB gering gehalten werden, wonach unter anderem Auftraggebern auf dem Gebiet der Energieversorgung Wahlfreiheit im Hinblick auf das anzuwendende Vergabeverfahren eingeräumt wird. Außerdem stehen der Erhöhung der Transaktionskosten gewichtige Vorteile gegenüber, die mit einer Anwendung des nationalen Vergaberechts verbunden sind. Hier ist nur auf die Möglichkeiten eines unberücksichtigten Bewerbers hinzuweisen, die Vergabe im Nachprüfungsverfahren von den Vergabekammern auf ihre Rechtmäßigkeit untersuchen zu lassen.

47. Bei der näheren Ausgestaltung des Vergabeverfahrens ist den Besonderheiten im Zusammenhang mit der Konzession für den Betrieb von Energieversorgungsnetzen Rechnung zu tragen. Gemäß § 97 Absatz 5 GWB wird der Zuschlag, sofern alle anderen Voraussetzungen wie Fachkunde, Zuverlässigkeit etc. erfüllt sind, auf das wirtschaftlichste Angebot erteilt. Dementsprechend wird bei Beschaffungsvorgängen regelmäßig der niedrigste Preis den Ausschlag geben; bei Vergaben im öffentlichen Nahverkehr spielt eine wesentliche Rolle, welcher Bewerber die niedrigsten Zuschüsse vom Auftraggeber fordert. Im Rahmen der Konzessionsvergabe für den Betrieb von Energieversorgungsnetzen besteht die Besonderheit, dass die Gegenleistungen für die Konzessionsvergabe streng reglementiert und die Konzessionsabgaben gesetzlich nach oben gedeckelt sind. Es ist davon auszugehen, dass jeder Bewerber die maximal zulässige Konzessionsabgabe anbieten wird, um die Konzession zu erhalten. Die Höhe der Konzessionsabgabe scheidet demnach als Wettbewerbsparameter im Wettbewerb um die Konzession aus. Vorstellbar wäre jedoch die Ausgestaltung des Vergabeverfahrens mit der Zielsetzung, einen möglichst niedrigen Preis bei der Energieversorgung von Endkunden zu gewährleisten. Da der künftige Netzbetreiber seine Einnahmen im Wege der Netzentgelte erzielt, müsste der Bewerber den Zuschlag erhalten, der den höchsten Abschlag auf die regulierten Netzentgelte anbietet. Die Konzessionsabgabe, die auch derzeit schon regelmäßig in der maximal zulässigen Höhe verlangt wird, wäre in dieser Konstellation eher wie eine Gebühr zu behandeln und könnte vom Gesetzgeber als Festbetrag vorgegeben werden.

2.2.2 Ökonomische Betrachtung der Rekommunalisierung

48. Die Motive für Rekommunalisierungsbestrebungen sind vielfältig und reichen vom Klimaschutz über die Preisgünstigkeit der Energieversorgung bis zur Schaffung neuer Arbeitsplätze. Nachfolgend soll analysiert werden, welche konkreten Handlungsmöglichkeiten sich für die Kommunen in Bezug auf ihre Zielsetzungen ergeben. Es werden nacheinander die Wertschöpfungsstufen Endkundenmarkt, Netz- und Erzeugerebene untersucht.

49. Der Endkundenmarkt ist durch eine große Dynamik bei den Sondervertragskunden geprägt. Es kann vermutet werden, dass die Motivation der Strom- und Gaskunden für Tarif- und Lieferantenwechsel weiter zunehmen wird. Die von der Monopolkommission durchgeführte empirische Untersuchung auf dem Stromendkundenmarkt zeigt, dass kommunale Stromanbieter tendenziell nicht unter den günstigsten Tarifen im Markt zu finden sind.[37] Besonders für die kommunalen Stromvertriebler kann insoweit konstatiert werden, dass steigende Strompreise aufgrund des Atomausstiegs[38] und des Zubaus erneuerbarer Energien[39] die Wettbewerbssituation für Stadtwerke zukünftig verschärfen werden. Nach Erfahrung der Monopolkommission ist der Wettbewerb auf den Endkundenmärkten für Strom und Gas am besten ausgeprägt. Unterschiedliche Tarife, unter anderem mit Ökostromtarifen, bestimmen das Bild.[40] Warum der Staat auf dieser Marktstufe tätig werden soll, erscheint insoweit nicht einsichtig.

50. Auf der Netzebene erhoffen sich Kommunen im Zuge eines (Rück-)Kaufs ihres Gas- und/oder Stromnetzes eine Einflussnahme auf die Preisgestaltung sowie eine Umsetzung umwelt- und ressourcenpolitischer Ziele. Allerdings sind hinsichtlich eines Strom- und/oder Gasnetzrückkaufs durch eine Kommune die Preissetzungsspielräume begrenzt, da die Entgelte für den Netzzugang der Regulierung durch die Bundesnetzagentur unterliegen. Wirtschaftliche Spielräume des Betriebs von Energieversorgungsnetzen stehen im Wesentlichen mit den Kosten der Netzbewirtschaftung und der Höhe der von der Regulierungsbehörde zugelassenen Zugangspreise in Zusammenhang. Zentrale Einnahmequelle eines Netzbetreibers sind die Entgelte für die Netznutzung, die bei der Entnahme aus dem Netz anfallen. Mit den Einnahmen aus den Netzentgelten muss der Netzbetreiber seine Kosten (d. h. im Wesentlichen laufende Ausgaben, Abschreibungen für Investitionen und Kapitalkosten) decken.

51. Umwelt- und ressourcenpolitische Ziele lassen sich mit dem Rückkauf von Energienetzen nicht realisieren. So sind grundsätzlich für den Netzbetreiber Emissionseinsparmöglichkeiten eher gering und überdies kön-

[36] In diesem Zusammenhang ist auf die aktuellen Überlegungen der Europäischen Kommission hinzuweisen, Dienstleistungskonzessionen dem europäischen Vergaberecht zu unterstellen, http://ec.europa.eu/internal_market/consultations/2010/concessions_en.htm

[37] Vgl. Abschnitt 6.4.3.

[38] Vgl. Abschnitt 2.1.3.

[39] Vgl. Abschnitt 5.1.4.

[40] Vgl. Abschnitt 6.1.

nen auch private Netzbetreiber, etwa durch bestimmte Vorgaben und Förderprogramme, in die Verfolgung politisch gewollter Ziele eingebunden werden. Zwar erhöht sich der CO_2-Ausstoß insbesondere durch höhere Übertragungsverluste in den Netzen und Netzinvestitionen eröffnen insoweit Einsparpotenziale durch verringerte Übertragungsverluste. Ein verlustärmerer, effizienterer Stromtransport kann insoweit (je nach Art des Primärenergieträgers und Ort der Erzeugung) auf der Steinkohle-/Braunkohle-Erzeugungsstufe zu Emissionseinsparungen führen. Allerdings kann aufgrund des europäischen Emissionshandelssystems durch CO_2-Einsparungen nicht die gesamte Emissionsmenge reduziert werden. Hinsichtlich des Stromnetzes und dem im Zusammenhang damit thematisierten Ausbau von Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energien muss angemerkt werden, dass auch ein privater Netzbetreiber gemäß § 5 Absatz 1 EEG verpflichtet ist, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen.

52. Auf der Seite der Erzeugerstufe versprechen sich Gebietskörperschaften insbesondere eine Reduktion von CO_2-Emissionen, indem sie z. B. vermehrt Investitionen in Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien tätigen. Allerdings ist der Bau solcher Anlagen aufgrund von Subventionszahlungen und dem Einspeisevorrang des Stroms aus erneuerbaren Energien sowieso für viele private Akteure ein interessantes Investitionsfeld, sodass der Markt immer weiter wächst und die Kommunen hier keine First-Mover-Rolle für den Bau solcher Anlagen übernehmen müssen. Überdies unterliegen CO_2-Emissionen dem europäischen Emissionshandelssystem, sodass die gesamte Emissionsmenge festgelegt ist. Unter der Annahme, dass die Gesamtmenge der CO_2-Zertifikate auch für den Emissionsausstoß verwendet wird, bewirkt ein Ausbau erneuerbarer Energien de facto keine CO_2-Einsparung, da eingesparte Emissionen an anderer Stelle emittiert werden. Klimapolitisch bleibt ein vermehrter Ausbau erneuerbarer Energien insoweit folgenlos.[41]

53. Für die Rekommunalisierung in der Energieversorgung könnte indes sprechen, dass der Wettbewerb besonders auf dem Erzeugermarkt belebt und die dominante Stellung der großen Energieunternehmen[42] aufgeweicht werden könnte. Allerdings betreffen Rekommunalisierungsbestrebungen bislang vorwiegend die Wertschöpfungsstufen Netz und Vertrieb. Die Erzeugerstufe ist auch in jüngerer Zeit, in der insbesondere E.ON Kapazitäten und Stadtwerksbeteiligungen in erheblichem Umfang abgegeben hat, nach wie vor konzentriert, sodass sich lediglich vier Unternehmen gut 80 Prozent des Erstabsatzmarktes teilen.[43] Inwieweit kommunale Akteure besser als private geeignet sind, durch Kraftwerkszukäufe und den Bau neuer Kraftwerke mittels hoher Investitionen das Erzeugeroligopol von E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW langfristig aufzubrechen, bleibt fraglich. Insoweit ist der Erfolg einer solchen Strategie, bei der öffentliche Akteure Wettbewerbsprobleme auf dem Erzeugermarkt heilen sollen, zumindest ungewiss.

54. Als Ergebnis der Betrachtung der verschiedenen Wertschöpfungsstufen muss auf den Konflikt zwischen den mit der Rekommunalisierung verbundenen Zielen einer preisgünstigen Energieversorgung einerseits und dem gleichzeitigen Anspruch an Netzsicherheit oder -ausbau, Klimaeffizienz oder der Schaffung neuer Arbeitsplätze andererseits hingewiesen werden. Es zeigt sich zudem, dass die Gestaltungsmöglichkeiten für die Kommunen auf den Märkten für leitungsgebundene Energien tatsächlich ohnehin geringer sind, als von ihnen oftmals angenommen wird.

55. Da private Akteure auf allen Wertschöpfungsstufen des Energieversorgungsmarktes aktiv sind, erscheint ein unternehmerisches Tätigwerden des Staates aufgrund von Marktversagen zumindest nicht unmittelbar erforderlich. Zwar besitzt der Netzbereich die Eigenschaft eines natürlichen Monopols; dieses wird jedoch bereits durch die Regulierung erfasst und von der Bundesnetzagentur reguliert. Dabei ist irrelevant, welche Eigentümerstruktur der Netzbetreiber aufweist.

Im Gegenzug ist die Aufgabenwahrnehmung und -ausweitung öffentlicher Aufgabenträger aufgrund typischer Ineffizienzen nicht unproblematisch. Weiterhin reduziert eine unternehmerische Tätigkeit des Staates möglicherweise das Betätigungsfeld der (potenziellen) Wettbewerber, wenn der Staat bereit ist, Preise quer zu subventionieren oder Konzessionen – wie in Abschnitt 2.2.1 dargestellt – nicht diskriminierungsfrei zu vergeben. Auch besteht ein grundsätzlicher Interessenkonflikt des Staates zwischen der Setzung wettbewerblich effizienter Rahmenbedingungen durch die Politik einerseits und dem dadurch tangierten kommunalen Unternehmertum andererseits.

56. Die Idee, dass der Staat im Rahmen der Daseinsvorsorge als Unternehmer tätig werden muss, gilt heute nicht mehr als stichhaltig. Zum einen birgt das Konzept der Daseinsvorsorge keine schlüssige Abgrenzung dessen, was Daseinsvorsorge umfassen soll, und trifft in diesem Zusammenhang auch keine Aussage über Energieversorgungsnetze. Zum anderen kann der Staat die Rahmenbedingungen dergestalt setzen, dass auch private Akteure bestimmte Anforderungsprofile, z. B. hinsichtlich Sicherheit, Qualität und Umwelteffekten (z. B. durch Festlegung von CO_2-Emissionsrechten) erfüllen.

57. Die nähere Betrachtung zeigt, dass die tatsächlichen Einflussmöglichkeiten der Kommunen auf den Energieversorgungsmarkt im Falle einer Rekommunalisierung geringer sind, als von den Kommunen oftmals angenommen. Wohlfahrtsökonomische Vorteile sind durch die Rekommunalisierung nicht deutlich zu erkennen. Zusammenfassend konstatiert die Monopolkommission, dass sich die Tätigkeit von Kommunen und anderen Gebietskörperschaften bei Energieversorgungsunternehmen nicht mit Effizienzargumenten rechtfertigen lässt.

[41] Vgl. Abschnitt 5.1.4.2.
[42] Vgl. Abschnitt 5.1.2.
[43] Vgl. Abschnitt 5.1.1.

3 Die Märkte für leitungsgebundene Energie

3.1 Der Stromsektor

58. Nachfolgend sollen zunächst einige grundlegende Erläuterungen, d. h. Besonderheiten des Gutes „Strom“ und der Funktionsweise und Besonderheiten des Strommarktes, erfolgen, um so das Verständnis der wettbewerblichen Analyse des Strommarktes zu erleichtern.[44]

3.1.1 Einsatzzwecke von Strom

59. Der Anteil elektrischer Energie beträgt in Deutschland ca. 22 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs. Anteilig entfallen hiervon 43 Prozent auf den Industriesektor, gefolgt von privaten Haushalten (ca. 27 Prozent), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (ca. 27 Prozent) und dem Transportsektor, in dem elektrische Energie bislang ausschließlich für den Schienenverkehr eine Rolle spielt (4 Prozent).[45]

3.1.1.1 Private Haushalte; Industriesektor; Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor

60. Als Haushalte gelten typischerweise Stromabnehmer mit einem Stromverbrauch von maximal 10 MWh/Jahr, welche sog. Haushaltsstrom zum Betrieb von Elektrogeräten (z. B. Kühl- und Gefrierschrank, Spülmaschine, Waschmaschine, Trockner, PC, Telefon) und Leuchtmitteln nutzen.[46] Nur rund 8 Prozent des Stroms nutzen die 39,7 Mio. deutscher Haushalte zur Beleuchtung ihrer Wohnung. Unterhaltungselektronik, Telekommunikation und Computer machen 12 Prozent des Stromverbrauchs im Haushalt aus. Kühl- und Gefriergeräte sowie andere mechanische Haushaltsgeräte erreichen 29 Prozent. Es kommen zwar immer mehr elektrische Geräte hinzu, jedoch werden die Geräte effizienter und das Energiebewusstsein der Verbraucher steigt. Der Stromverbrauch für Kochen, Bügeln und Wäschetrocknen summiert sich auf etwa 19 Prozent; die Warmwasseraufbereitung (auch in Waschmaschinen und Geschirrspülen) verbraucht 17 Prozent des Haushaltsstroms; die Heizung schlägt mit 15 Prozent zu Buche. Bundesweit werden etwa 4 Prozent aller Wohnungen mit Strom beheizt.[47] Die Raumheizung mit Strom rangiert deutlich hinter den Heizmitteln Erdgas (in 48,6 Prozent der beheizten Wohnungen), Heizöl (30,2 Prozent) und Fernwärme (13,2 Prozent). Der Bau von Nachtspeicherheizungen wurde in den 1970er Jahren gefördert und war ursprünglich seitens der Stromversorger gewünscht, um die Auslastung und Effizienz der öffentlichen Kraftwerke zu erhöhen und die nächtlichen Stromtäler zu überbrücken. Energieversorgungsunternehmen konnten so die Grundlast bei der Stromerzeugung ausbauen. Waren diese Speichertechnologien früher notwendig, um die Stromproduktion der schwer regelbaren Großkraftwerke (wie z. B. Kernkraftwerke) zu puffern, so werden heutzutage in Zeiten mit geringer Stromnachfrage kleinere Kraftwerke heruntergefahren.[48] Darüber hinaus führten günstige Nachtstrompreise zu einem steigenden Bedarf an Nachtspeicheröfen.[49] Die Bundesregierung hat entschieden, im Rahmen des Klimaschutzpakets vom Sommer 2007 den Ausstieg aus der Elektrospeicherheizung bis 2020 zu beschließen.[50] Dies ist zumindest insofern fraglich, weil es sich hierbei – besonders vor dem Hintergrund der zunehmenden Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien – um eine Stromspeichertechnologie zur Entlastung des Stromnetzbetriebs handelt. Überdies unterliegt die Erzeugung von Strom dem Emissionshandelssystem. Da jedoch eine Aufgabe des Betriebs von elektrischen

---

[44] Die Monopolkommission hat bereits in ihren ersten beiden Sondergutachten Grundlagen des Strommarktes erläutert; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 50–93; Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 31–53.

[45] Vgl. Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V., Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem, Bad Honnef, Juni 2010, S. 7.

[46] Der Stromtarifrechner Verivox differenziert die Verbrauchsmenge nach Singles, 1 500 kWh/Jahr, Paaren, 2 800 kWh/Jahr, Familien, 4 000 kWh/Jahr und Großfamilien, 6 000 kWh/Jahr; vgl. http://www.verivox.de [Abruf: 25. Januar 2011]. Diese prognostizierten Strom-Jahresverbrauchsmengen sind indes nur grobe Richtwerte für den Verbraucher, die schon bei anderen Tarifrechnern abweichen.

[47] Vgl. BDEW, Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung, Sommer 2009, S. 39, http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Energiemarkt_Deutschland_-_Sommer_2009/$file/09 %2011% 2009%20Energiemarkt_2009.pdf [Abruf: 21. März 2011] Vgl. zum Heizstrom nachfolgend BKartA, Heizstrom – Marktüberblick und Verfahren, September 2010, sowie BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 79 ff. Vgl. zu weiteren Ausführungen Abschnitt 6.5.2. In Deutschland nutzen knapp 2 Mio. Haushalte Strom als Heizmittel, wobei in ca. 1,6 Mio. Haushalten Nachtspeicherheizungen bzw. in etwa 350 000 Haushalten Wärmepumpen installiert sind. Stromdirektheizungen (also z. B. Lüftungsheizgeräte) spielen eine untergeordnete Rolle. Im Vergleich zu den Speicher- und Stromdirektheizungen haben Wärmepumpen eine größere Effizienz. So sind auch die CO_2-Emissionen im Falle der Speicher- und Stromdirektheizungen gegenüber einer Gasbrennwertheizung um den Faktor 3,6 und gegenüber einer Pellet-Heizung sogar um den Faktor 13 höher – diese CO_2-Emissionen der Speicher- und Stromdirektheizungen unterliegen jedoch dem CO_2-Handel. Zu den Energieeffizienzpotenzialen vgl. Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES)/Bremer Energie Institut (BEI), Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich, im Auftrag von co2online gGmbH, 28. Februar 2007, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_stromheizungen.pdf [Abruf: 26. Januar 2011].

[48] Vgl. Deutsche Energie-Agentur, Nachtspeicherheizung, http://www.thema-energie.de/heizung-heizen/heizkoerper/nachtspeicherheizung.html [Abruf: 10. März 2011].

[49] Vgl. Horn, M., Die Energiepolitik der Bundesregierung von 1958 bis 1972, Berlin 1977, S. 96, Fn 68.

[50] Vgl. auch die Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV) vom 24. Juli 2007, BGBl. I S. 1519; geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 29. April 2009, BGBl. I S. 954. Hiernach dürfen in Wohngebäuden mit mehr als fünf Wohneinheiten Eigentümer elektrische Speicherheizsysteme nicht mehr betreiben, wenn die Raumwärme in den Gebäuden ausschließlich durch elektrische Speicherheizsysteme erzeugt wird (§ 10a Absatz 1 Satz 1 EnEV). Vor dem 1. Januar 1990 eingebaute oder aufgestellte elektrische Speicherheizsysteme dürfen nach dem 31. Dezember 2019 nicht mehr betrieben werden. Nach dem 31. Dezember 1989 eingebaute oder aufgestellte elektrische Speicherheizsysteme dürfen nach Ablauf von 30 Jahren nach dem Einbau oder der Aufstellung nicht mehr betrieben werden. Wurden die elektrischen Speicherheizsysteme nach dem 31. Dezember 1989 in wesentlichen Bauteilen erneuert, dürfen sie nach Ablauf von 30 Jahren nach der Erneuerung nicht mehr betrieben werden (§ 10a Absatz 2 Satz 1 bis 3 EnEV).

Speicherheizsystemen die Notwendigkeit neuer Heiztechnologien (z. B. auf Basis von Öl oder Gas) bewirkt, welche allerdings nicht dem Emissionshandel unterfallen, könnte das Verbot von Nachtspeicheröfen zunächst zu einem Anstieg der CO_2-Emissionen führen. Sofern nicht zugleich die Anzahl der CO_2-Emissionszertifikate abgesenkt wird, wäre das Verbot für den Klimaschutz sogar kontraproduktiv.

61. Große Industrieabnehmer wie beispielsweise Stahlwerke und Automobilproduzenten mit einer Stromnachfrage von mehr als 2 GWh/Jahr nutzen Industriestrom für den Betrieb von Hochöfen zur Stahlerzeugung und für den Betrieb von Industrierobotern und Förderbändern in der Automobilfertigung.

62. Die Nachfragemenge zwischen der nachgefragten Strommenge der Haushalte und der großen Industriekunden wird von Industrie- sowie kleineren Industrie- und Gewerbekunden ausgefüllt,[51] die Elektrizität beispielsweise zur Bürobeleuchtung und -klimatisierung und zum Betrieb von Computern am Arbeitsplatz nutzen.

3.1.1.2 Transportsektor

63. Eine weitere Rolle spielt Elektrizität im Verkehrs- bzw. Transportsektor; man denke an elektrische Schienen- und Elektrofahrzeuge.

64. Auf den Schienenverkehr entfallen bislang 4 Prozent der gesamten verbrauchten elektrischen Energie auf Endkundenebene. Im Schienenverkehr wird Strom für den Antrieb elektrischer Straßen-, S-, U-, Stadt- und Eisenbahnen verwendet. Der Strom wird den Fahrzeugen entweder über eine Oberleitung mit Stromabnehmern oder mittels einer Stromschiene zugeführt. Straßen-, S-, U- und Stadtbahnen verwenden Gleichstrom mit der üblichen Nennspannung von 750 V, Straßenbahnen fahren darüber hinaus auch mit 600 V Nennspannung. Eisenbahnen nutzen Einphasenwechselstrom (16,7 Hz) und werden mit 15-kV-Wechselspannung betrieben.[52]

65. Elektrofahrzeuge haben bislang noch keine Marktreife erlangt. Mit Elektrofahrzeugen können Verbrauch und Abhängigkeit vom Primärenergieträger Erdöl gemindert und ein klimaschädlicher Ausstoß von CO_2 vermieden werden – sofern der Strom nicht fossil erzeugt wird. Ein großer Vorteil des Batterie-Elektroantriebs liegt in seinem hohen Wirkungsgrad (70 bis 80 Prozent im Vergleich zu 20 bis 28 Prozent bei einem Verbrennungsmotor). Allerdings muss dieses Bild relativiert werden, wenn der Wirkungsgrad der Stromerzeugung, der Energieaufwand für die Herstellung der Batterie, Verluste bei Ladezyklen und Ähnliches mitberücksichtigt werden. Überdies müssen auch Weiterentwicklungen bei den konventionellen Fahrzeugen bedacht werden. Für die Elektromobilität besteht die zentrale Herausforderung in der Entwicklung geeigneter Batterien. Selbst die fortschrittlichsten Lithium-Ionen-Batterien sind in der Energiedichte und bei den Herstellungskosten noch um etwa einen Faktor 5 von den Zielwerten entfernt.[53] Mit dem Fortschreiten der Entwicklungen in der Batterietechnologie könnten die Batterien zukünftig als Steuerelement zur Netzstabilisierung beitragen. Dadurch kann die Integration erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Verbesserung der Netzstabilität gewährleistet werden. Neben den derzeitig dringlichsten Problemen geringer Reichweiten bei gleichzeitig langen Ladezeiten liegt eine weitere Herausforderung in dem Aufbau einer ausreichenden Ladeinfrastruktur. Aufbauend auf dem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung vom August 2009 hat sich 2010 die Nationale Plattform Elektromobilität mit Akteuren aus Industrie, Politik, Wissenschaft und Gesellschaft in Deutschland konstituiert. In einer gemeinsamen Erklärung von Politik und Wirtschaft wurden die Ziele bestätigt, Deutschland bis zum Jahr 2020 zum Leitanbieter und Leitmarkt für Elektromobilität zu entwickeln.[54]

3.1.2 Eigenschaften von Strom

66. Strom ist ein *homogenes Gut*. Er wird den Endabnehmern ohne Qualitätsvariationen zur Verfügung gestellt und kann so – unabhängig von der zugrunde liegenden Produktionsmethode und den jeweiligen Anbietern – für den Betrieb elektrischer Geräte verwendet werden. Die Homogenität des Produktes „elektrische Energie aus der Steckdose“ bedingt, dass der Strompreis die maßgebliche entscheidungsrelevante Größe ist, sofern eine bewusste Entscheidung über den Strombezug vorliegt und dieser nicht automatisch über den Grundversorger mittels Grundversorgertarif gemäß § 36 EnWG[55] bezogen wird. Wenngleich die Stromqualität unabhängig von Anbieter und Strompreis ist, so ist beim Strombezug nicht allein der Strompreis entscheidungsrelevant. Wichtig und zunehmend wichtiger sind für einen erheblichen Teil der Nachfrager überdies Aspekte wie Herkunft des Stroms (z. B. reiner Ökostrom) oder Kundenservice (beispielsweise umfassende telefonische Beratungsangebote). Hinsichtlich der Herkunft des Stroms muss indes konstatiert werden, dass Endkunden, die regenerativ erzeugten Strom kaufen, nicht gleichzeitig regenerativ erzeugten Strom aus ihrer Steckdose erhalten. Aus physikalischen Gegebenheiten kann einem Letztverbraucher Strom auf Basis einer bestimmten Erzeugungsart nicht punktuell zugeordnet werden. Festzuhalten ist zudem, dass der Ausbau erneuerbarer Energien nicht nur abhängig von der

[51] Vgl. zu dieser Abgrenzung BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 86.

[52] Vgl. Fendrich, L. (Hrsg.), Handbuch Eisenbahninfrastruktur, Berlin/Heidelberg 2007, S. 398, Tabelle 9.1. In Hamburg wird die S-Bahn mit 1,2 kV betrieben.

[53] Vgl. Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V., Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem, a. a. O., S. 8.

[54] Vgl. hierzu beispielsweise den Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität, 30. November 2010, http://www. bmvbs.de/cae/servlet/contentblob/60020/publicationFile/31717/elektromobilitaet-zwischenbericht.pdf [Abruf: 5. August 2011].

[55] Die Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) regelt die allgemeinen Bedingungen, zu denen Elektrizitätsversorgungsunternehmen Haushaltskunden in Niederspannung im Rahmen der Grundversorgung nach § 36 Absatz 1 EnWG zu allgemeinen Preisen mit Elektrizität zu beliefern haben.

Anzahl der Ökostromkunden ist, sondern die Anreize zum Ausbau der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vielmehr durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz gesetzt werden. Wenn indes zusätzlich die Nachfrage nach Ökostromtarifen wächst, dann kann die Nachfrage das Angebot tatsächlich über die EEG-Mengen hinaus in Richtung einer größeren Menge erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung steuern.[56]

67. Strom ist eine Sekundärenergie,[57] d. h. anders als Gas als Primärenergie ist Strom bereits aus Primärenergieträgern wie beispielsweise Erdgas, Braun- und Steinkohle, Wind oder Uran gewonnen worden. Zieht man von der Primärenergie die im Energiesektor anfallenden Umwandlungs- und Leitungsverluste sowie den nicht energetischen Energieverbrauch ab, so ergibt sich die Endenergie, also die an die Endverbraucher gelieferte Energie („Strom aus der Steckdose“). Die Nutzenergie beschreibt letztendlich die Energie, welche dem Endverbraucher mittels Energie nutzender Geräte, Maschinen und Anlagen zur Verfügung steht. Hierzu zählen Licht, Arbeit, Wärme und chemisch gebundene Energie.

68. Strom bezeichnet man aufgrund des benötigten Transports über Stromleitungsnetze als leitungsgebundene Energie. Das europäische Stromversorgungsnetz wird (mit Ausnahme des Bahnstroms) unabhängig von der Spannungsebene mit einer Frequenz von 50 Hz betrieben.[58] Die Konstanz der Frequenz wird dadurch gewährleistet, dass (unter Berücksichtigung der Leitungsverluste) der in das Verbundnetz eingespeiste Strom der Menge an ausgespeistem Strom entsprechen muss, da andernfalls eine Netzinstabilität im Extremfall einen Zusammenbruch des Netzes und damit eine Unterbrechung der Stromversorgung bedingt.[59] Deshalb wurde im europäischen Verbundnetz ein Sicherheitswert von +/- 0,05 Hz festgelegt, der die maximal zulässige Abweichung der Frequenz determiniert. Ein stetiges Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch ist insofern schwierig, weil die Nachfrage nach Strom nachvollziehbar tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen unterliegt. Diese relativ starken Schwankungen der Netzlast werden durch eine kurzfristig in hohem Maße preisunelastische Nachfrage verstärkt. Diese resultiert unter anderem daraus, dass Preisänderungen auf Großhandelsebene aufgrund von Langfristverträgen mit Festpreisen nicht zeitnah an den Endkunden weitergegeben werden können. Aus diesen Umständen folgt, dass die Laststeuerung im Wesentlichen seitens der Kraftwerke erfolgt, indem Kraftwerke jeweils in ihrer Leistung angepasst bzw. gänzlich an- oder abgefahren werden. Die Stabilität der Frequenz wird durch die Koordination von Bilanzkreisen und den Bilanzkreisausgleich gewährleistet. Ein Bilanzkreis besteht aus Entnahme- und/oder Einspeisepunkten innerhalb einer sog. Regelzone und dient dem Zweck, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen (§ 3 Nummer 10 a EnWG).[60]

69. Strom lässt sich bislang nicht in großen Mengen direkt speichern; in energiewirtschaftlich bedeutsamen Mengen ist dies derzeit lediglich indirekt möglich. Die elektrische Energie wird dabei zwecks Speicherung in eine andere Energieform überführt und bei Bedarf in Strom rücküberführt. Für das Lastmanagement im gesamten Stromverbund sind hier lediglich Pumpspeicherkraftwerke relevant.[61] Hierbei wird durch den Einsatz von Strom Wasser von einem tief gelegenen Wasserbecken in ein hoch gelegenes Wasserbecken gepumpt, aus dem dann im Bedarfsfall über Turbinen und Generatoren wieder Strom erzeugt werden kann.

3.1.3 Primärenergieträger

70. 2010 wurden in Deutschland 621 TWh Bruttostrom[62] erzeugt. Zur Erzeugung von Strom wird eine ganze Reihe unterschiedlicher Primärenergieträger genutzt; es existiert ein breiter Erzeugungsmix. So wird Strom aus Braunkohle (23,7 Prozent), Kernenergie (22,6 Prozent), Steinkohle (18,7 Prozent), Erdgas (13,6 Prozent), erneuerbaren Energien (16,5 Prozent[63]) sowie Mineralöl (1,2 Prozent) und Sonstigen (3,7 Prozent) (hierzu zählen beispielsweise Gruben- und Deponiegas) erzeugt.[64] Insoweit wird ersichtlich, dass die Stromerzeu-

---

[56] Dabei muss konstatiert werden, dass Ökostromtarife in ihrer Ausgestaltung sehr unterschiedlich sind. RECS (Renewable Energy Certificates System)-Zertifikate dienen dabei z. B. lediglich als Nachweis für eine umweltfreundliche Stromproduktion und können unabhängig von der physikalischen Stromproduktion gehandelt werden. Da allein in Skandinavien so viel Strom aus Wasserkraft gewonnen wird, dass mit den zugehörigen Zertifikaten der gesamte deutsche Atom- und Kohlestrom für Haushaltskunden zu Ökostrom umdeklariert werden könnte und das Angebot an Ökostrom europaweit deutlich über der Nachfrage liegt, ist mit diesen Zertifikaten bislang kein Zusatznutzen verbunden. Der Kauf von Ökostromtarifen wirkt sich indes dann auf den Erzeugungsmix aus, wenn Investitionen in neue umweltschonende Kraftwerke über die gesetzlichen Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinaus bewirkt werden. Vgl. unter anderem Stiftung Warentest, Ökostrom, Alles Öko oder was?, 16. März 2011, http://www.test.de/themen/umwelt-energie/special/Strom-Der-Wechsel-lohnt-1132700-1132740/ [Abruf: 12. Juli 2011].

[57] Vgl. zu dieser Textziffer Erdmann, G./Zweifel, P., a. a. O., S. 23 ff.

[58] Die Wahl der Netzfrequenz von 50 Hz ist ein Kompromiss aus verschiedenen technischen Randbedingungen und erfolgte um die Jahrhundertwende zwischen dem 19. und 20. Jahrhundert. In Nordamerika verwendet man eine Netzfrequenz von 60 Hz, die Bahngesellschaften arbeiten mit einem Fahrstrom von 16,7 Hz und in Flugzeugen wird eine Netzfrequenz von 440 Hz angewandt. Vgl. Amprion, http://www.amprion.net/netzfrequenz [Abruf: 4. Februar 2011]

[59] Vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 102 ff.

[60] Vgl. weiterführend Abschnitt 3.1.4.

[61] Vgl. Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V., Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem, a. a. O., S. 13.

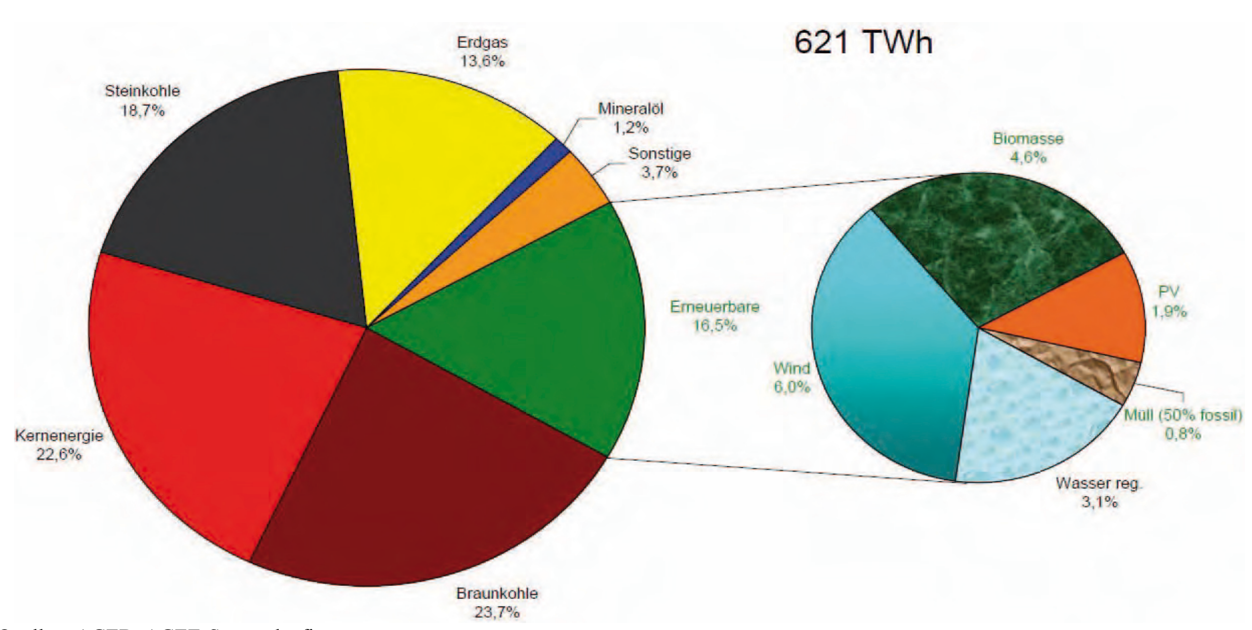
[62] Die Bruttostromerzeugung einer Erzeugungsanlage ist die erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, Glossar Elektrizität, S. 290.

[63] Diese 16,5 Prozent erneuerbarer Energien unterteilen sich in Windenergie (6 Prozent), Biomasse (4,6 Prozent), Wasser (3,1 Prozent), Photovoltaik (1,9 Prozent) und Müll (50 Prozent fossil) (0,8 Prozent).

[64] Vgl. BMWi, Ausgewählte Grafiken zum Thema Energieträger, Stand: 27. April 2011, S. 11, http://www.bmwi. de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-energietraeger,property=pdf,bereich=bmwi, sprache=de,rwb=true. pdf [Abruf: 23. Mai 2011].

Abbildung 3.1

Bruttostromerzeugung in Deutschland 2010



Quellen: AGEB, AGEE-Stat vorläufig

gung in Deutschland bislang zu fast zwei Dritteln auf Basis von Stein- und Braunkohle (42,4 Prozent) sowie Kernenergie (22,6 Prozent) beruht (vgl. Abbildung 3.1).

71. Die Einzelprimärenergieträger lassen sich typischerweise in fossile (Braun- und Steinkohle, Erdgas, Heizöl), nukleare (Kernenergie) und erneuerbare Energieträger (Windenergie, Biomasse, Wasserkraft, Photovoltaik, Müll, Deponie-, Klär- und Grubengas und Geothermie) unterteilen. Pumpspeicher nehmen als Speichertechnologie bei der Stromerzeugung insoweit eine Sonderrolle ein und gelten nicht als erneuerbare Energien im Sinne des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien.[65]

72. Die wesentlichen Vor- und Nachteile fossiler, nuklearer und erneuerbarer Energieträger lassen sich in knappen Zügen folgendermaßen skizzieren: So liegen die Vorzüge fossiler und nuklearer Energieträger vor allem in der Verlässlichkeit und damit Planbarkeit großer Strommengen. Problematisch bei der Stromerzeugung aus fossilen Primärenergieträgern ist indes vor allem, dass bei den Verbrennungsprozessen umweltschädliche Treibhausgase freigesetzt werden. Dabei sind insbesondere die Treibhausgasemissionen pro Kilowattstunde bei der Kohleverstromung im Vergleich zu allen anderen Energieträgern sehr hoch.[66] Negativ sind überdies die mit dem Kohletagebau verbundenen erheblichen Eingriffe in die Landschaft zu bewerten.[67] Des Weiteren werden durch die Verbrennung fossiler und atomarer Energieträger nicht erneuerbare Ressourcen verbraucht, die kommenden Generationen nicht mehr zur Verfügung stehen.[68] Die Problematik der Nutzung von Kernenergie zur Stromerzeugung besteht in der Gefahr großer Katastrophen bei sehr geringer, schwer prognostizierbarer Eintrittswahrscheinlichkeit sowie sehr langer Entsorgungszeiträume. Die monetäre Bewertung der Risiken des Betriebs von Kernkraftwerken und der Entsorgung radioaktiver Abfälle stößt insoweit an Grenzen. So wird die Schadenshöhe einer massiven nuklearen Katastrophe weitaus höher eingeschätzt als die vorgeschriebene Deckungsvorsorge je Kraftwerk von 2,5 Mrd. Euro.[69]

73. Erneuerbare Energieträger sind klimaverträglich und stehen unbegrenzt zur Verfügung. Allerdings haben sie den Nachteil, dass sie nur eine vergleichsweise geringe Auslastung, hohe spezifische Investitionskosten sowie eine vergleichsweise geringe elektrische Gesamtnettoleistung[70] aufweisen.[71] Die Integration erneuerbarer Energieträger in das bestehende Stromverbundnetz, wie

[65] Vgl. auch § 23 Absatz 5 Nummer 1 EEG.

[66] Vgl. Abschnitt 3.1.4.

[67] Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen, Wege zur 100 Prozent erneuerbaren Energieversorgung, Sondergutachten, Januar 2011, S. 34 f.

[68] Zu den fossilen Energieträgern vgl. ebenda, S. 36.

[69] Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen, a. a. O., S. 41. Vgl. auch § 13 Absatz 3 AtG.

[70] Die Nettoleistung ist die an das Versorgungssystem abgegebene Leistung einer Versorgungseinheit. Sie ergibt sich aus der Bruttoleistung abzüglich des elektrischen Eigenverbrauchs während des Betriebs. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 292.

[71] Vgl. Wissel, S. u. a., Stromerzeugungskosten im Vergleich, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Arbeitsbericht Nummer 4, Februar 2008, http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_04.pdf [Abruf: 11. März 2011]. Die Untersuchung stellt auf Referenzkraftwerke mit einer Inbetriebnahme ab 2010 ab.

sie in Deutschland erfolgt, bewirkt eine dezentralere, volatile Stromeinspeisung und eine zunehmend lastunabhängige Erzeugung und erfordert insoweit einen zunehmenden Netzaus- und Umbau.[72]

3.1.4 Wertschöpfungsstufen im Strommarkt

74. Die Wertschöpfungsstufen auf dem Strommarkt lassen sich hinsichtlich (a) Exploration und Förderung (Rohstoffgewinnung), (b) Erzeugung, (c) Großhandel, (d) Transport und Verteilung sowie (e) Vertrieb unterteilen.

75. Die Wertschöpfungsstufe „Rohstoffgewinnung“ umfasst die Förderung von Stein- und Braunkohle, Uran, Erdgas und Heizöl. Im vorliegenden Sondergutachten soll aus Praktikabilitätsgründen die erste Wertschöpfungsstufe „Rohstoffgewinnung“ allerdings ausgeklammert werden; es werden – neben dem Netzbetrieb – die dem Netzbetrieb direkt vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen wettbewerblich analysiert.

3.1.4.1 Erzeugung

76. Auf der Erzeugerstufe finden sich Kraftwerksbetreiber, zu denen die vier großen Energieunternehmen E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall sowie weitere Stromerzeuger wie Stadtwerke oder unabhängige Kraftwerksbetreiber gehören. Die unterschiedlichen Primärenergieträger, die zur Stromerzeugung genutzt werden, und die damit einhergehenden unterschiedlichen Technologien zur Elektrizitätsgewinnung bedingen eine heterogene Erzeugerstruktur auf dem Strommarkt. Insoweit zeichnet sich der Kraftwerkspark in Deutschland durch eine Vielzahl an Kraftwerkstypen unterschiedlicher Kapazitäten aus, die sich nach dem Einsatz von Primärenergieträgern in fossil befeuerte thermische Kraftwerke, Kernkraftwerke und Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien untergliedern lassen.[73]

77. Da die fehlende Bepreisung negativer Externalitäten den Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Erzeugungsarten verzerrt, dürfen negative Externalitäten nicht außer Acht gelassen werden. So gehen verschiedene Stromerzeugungsmöglichkeiten jeweils über den gesamten Lebenszyklus mit dem Ausstoß unterschiedlicher Mengen an klima- und umweltschädlichen Treibhausgasen einher.[74] Da neben CO_2 auch noch andere klimarelevante Emissionen (vorwiegend Methan und Distickstoffmonoxid bzw. Lachgas) in den vorgelagerten Prozessketten entstehen, werden Treibhausgase oft in CO_2-Äquivalenten ausgedrückt, d. h. das Gefährdungspotenzial von weniger bekannten Gasen wird in eine äquivalente CO_2-Menge umgerechnet. Das CO_2-Äquivalent wird dabei als Gramm pro Kilowattstunde (g/kWhel) beim Endverbraucher angegeben. So betragen – unter Einbeziehung vorgelagerter Prozesse (Förderung, Aufbereitung, Transport) und des Stoffeinsatzes zur Anlagenherstellung – z. B. die spezifischen Treibhausgasemissionen für Braunkohlekraftwerke ohne Abwärmenutzung 1 153 g/kWhel und bei Steinkohlekraftwerken 949 g/kWhel. Erdgas-GuD-Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung[75] kommen auf 428 g/kWhel, Erdgas-Blockheizkraftwerke erreichen aufgrund der Gutschrift für die genutzte Wärme sehr niedrige spezifische Emissionen von 49 g/kWhel. Ein Biogas-Blockheizkraftwerk erzeugt -409 g/kWhel. Die rechnerisch negativen Emissionen des Biogas-Blockheizkraftwerks ergeben sich dadurch, dass die Gutschrift für die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Wärme größer ist als die Gesamtemissionen des Kraftwerks, welches CO_2-neutrales Biogas einsetzt. Atomkraftwerke erzeugen lediglich Treibhausgasemissionen von 32 (Uran nach Importmix) bzw. 65 g/kWhel (Uran nur aus Russland).[76] Bei den erneuerbaren Energien wird die Treibhausgasbilanz, wie bei der Energieeffizienz auch, vorwiegend durch die Herstellung der Energiewandler (Solarzellen, Windrotoren usw.) bestimmt, einzig bei Biomasse gibt es noch andere vorgelagerte Prozesse. Bei der Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen betragen die spezifischen Emissionen 24 (onshore) bzw. 23 (offshore) g/kWhel, mittels Solarzellen (multikristallin) 101 g/kWhel und auf Basis eines Solarstromimports aus Spanien 27 g/kWhel.

78. Die eingespeiste Strommenge muss stets (mit Ausnahme von systembedingten Verlusten) der ausgespeisten entsprechen. Die zyklisch schwankende Nachfrage wird durch den Einsatz von sog. Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken gedeckt.[77] Grundlastkraftwerke zeichnen sich in der Regel dadurch aus, dass sie über längere Zeiträume ununterbrochen am Netz sind. Sie weisen zumeist relativ geringe variable Kosten auf, können aber nicht ohne Weiteres kurzfristig an- und abgefahren werden. Diese Kraftwerke speisen dauerhaft verhältnismäßig konstante Leistungen ein und werden nur für Revisionszwecke vom Netz genommen. Typische Grundlastkraftwerke sind Braunkohle-, Steinkohle-, Kernkraft- und nicht thermische Laufwasserkraftwerke. Mittellastkraftwerke haben regelmäßig höhere variable Kosten als Grundlastkraftwerke, können aber aufgrund kürzerer Anlaufzeiten flexibler eingesetzt werden. Diese Kraftwerke werden dazu genutzt, vorhersehbare periodische Lastschwankungen abzudecken. Für die Mittellast werden vor allem Steinkohlekraftwerke, aber auch Gas- und thermische Dampfkraftwerke eingesetzt. Insbesondere in der

---

[72] Zu den Smart Grids vgl. Abschnitt 4.3.

[73] Vgl. bereits Abschnitt 3.1.3.

[74] Vgl. zu den Ausführungen über die Treibhausgasemissionen Fritsche, U.R., Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung, Arbeitspapier, Öko-Institut e. V., Darmstadt, März 2007, http://www.oeko.de/oekodoc/318/2007-008-de.pdf [Abruf: 11. März 2011].

[75] Zur Stromerzeugung auf Basis von Erdgas vgl. Abschnitt 3.2.1.1.

[76] Da Uran in verschiedenen Ländern mit unterschiedlichen Techniken abgebaut wird und die Anreicherung des spaltbaren Anteils ebenfalls in mehreren Ländern mit verschiedenen Technologien erfolgt, ist eine differenzierte Betrachtung der Lebenswege für Atomstrom vonnöten. Die Uran-Vorkette für Brennelemente in Frankreich ist im Hinblick auf Treibhausgase emissionsarm, weil für die Anreicherung viel Atomstrom eingesetzt wird. Demgegenüber wird in Russland und den USA vergleichsweise viel an Treibhausgasen freigesetzt, weil die Anreicherung über Diffusion erfolgt und der eingesetzte Strom teilweise aus Kohlekraftwerken stammt. Im Ergebnis liegen sie etwa doppelt so hoch wie in Deutschland.

[77] Vgl. hierzu bereits Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 70 ff.; Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 44 ff.

Mittagszeit und den frühen Abendstunden ist die Nachfrage nach elektrischer Energie besonders groß. Zur Deckung dieser zusätzlichen Nachfrage, die über die beschriebene Grund- und Mittellast hinausgeht, werden Spitzenlastkraftwerke eingesetzt. Der Einsatz eines Spitzenlastkraftwerks kann indes auch durch den Ausfall eines anderen Kraftwerks im Netz oder durch eine unerwartet hohe Last im Stromnetz bedingt sein. Spitzenlastkraftwerke sind dadurch gekennzeichnet, dass sie schnell an- und abfahrbar sind, jedoch im Betrieb sehr hohe variable Kosten verursachen. Hierbei handelt es sich beispielsweise um Gasturbinenkraftwerke.[78] Die Stromproduktion mit Spitzenlastkraftwerken ist im Vergleich zu Mittellastkraftwerken und insbesondere zu Grundlastkraftwerken sehr kostenintensiv. Obgleich aufgrund der nachfrageseitigen Homogenität von Strom die hinter der Erzeugung stehende Technologie irrelevant ist, werden auf der Erzeugungsstufe strukturelle Unterschiede in den eingesetzten Technologien für die Anbieterseite deutlich. Lediglich E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall Europe haben ein Erzeugerportfolio, das verschiedene Kraftwerkstypen umfasst und gleichermaßen zur Erzeugung von Grund- und Mittellast als auch von Spitzenlast geeignet ist.[79]

[78] Vgl. hierzu auch Abschnitt 3.2.1.1 und Tabelle 3.1.

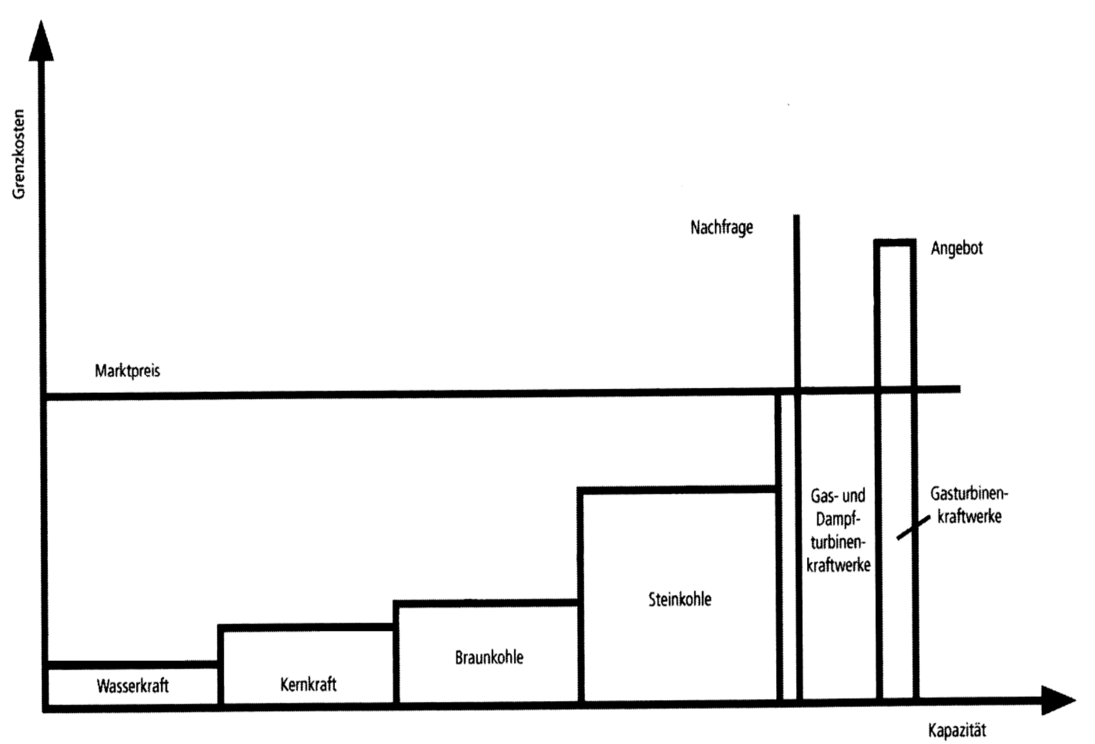
79. Die Summe aller Kraftwerke bildet den verfügbaren Kraftwerkspark auf Basis unterschiedlicher Primärenergieträger. Der Kraftwerksabruf erfolgt dabei nach der sog. Merit Order (vgl. Abbildung 3.2). Diese wird gebildet, indem der Kraftwerkspark, aufsteigend nach den jeweiligen Grenzkosten[80] der Erzeugung, sortiert wird. Hierbei bestimmen sich die Grenzkosten aus den Brennstoffkosten (inklusive der Kosten für CO_2-Zertifikate) und dem jeweiligen Wirkungsgrad eines Kraftwerkstyps. Die in der Abbildung unterstellten Grenzkosten für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen führen zu einer Angebotsfunktion mit einem intervallfixen Kurvenverlauf. Bei der Merit

[79] So auch das Bundeskartellamt in seiner Sektoruntersuchung: „So konnte 2007 und 2008 in einer signifikanten Anzahl von Stunden die Stromnachfrage in Deutschland nicht ohne die Kapazitäten von jeweils E.ON, RWE, Vattenfall und – jeweils in 2007 – EnBW nicht gedeckt werden. Diese Unternehmen waren – jedes für sich – in einer erheblichen Anzahl von Stunden für die Deckung der Stromnachfrage in Deutschland unverzichtbar.“ Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung, Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 19–20.

[80] Vgl. beispielsweise von Roon, S./Huck, M., Merit Order des Kraftwerkparks, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Juni 2010, http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf [Abruf: 18. Februar 2011].

Abbildung 3.2

Kraftwerksabruf nach einer theoretischen Merit Order



Quelle: In Anlehnung an EU-Kommission, Entscheidung vom 26. November 2008, COMP/39 388 und COMP/39 389 – Deutscher Stromgroßhandels- und Regelenergiemarkt, WuW/E EU-V 1380, 1384

Order zeigt sich ein konvexer, progressiv steigender Kostenverlauf. Dieser Verlauf bedingt, dass im Bereich der Grundlast vergleichsweise große Erzeugungskapazitäten mit ähnlichen Erzeugungsgrenzkosten bestehen, während im Bereich der Spitzenlast die Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Erzeugungsanlagen sehr groß sind. Anhand der Merit Order lässt sich für eine Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt bestimmen, mit welchem Kraftwerkspark eine bestimmte Nachfragemenge am kostengünstigsten gedeckt werden kann. Ein Kraftwerk speist gemäß der Logik der Merit Order dann Strom in das Stromnetz ein, wenn der Marktpreis die Grenzkosten der Einspeisung für eine Einheit Strom übersteigt. In der Abbildung 3.2 zeigt sich, dass die dort unterstellte vollständig unelastische Nachfragekurve die beschriebene Angebotskurve zum dargelegten Zeitpunkt gerade im Bereich des Gas- und Dampfturbinenkraftwerks schneidet. Durch diese Art der Abbildung lässt sich ablesen, welcher Preis sich am Markt zu einem bestimmten Zeitpunkt bilden würde, sofern die Kraftwerke genau mit ihren Grenzkosten anbieten würden. Dabei zeigt sich, dass lediglich ein Kraftwerk bzw. Kraftwerkstyp Grenzkraftwerk und damit preisbestimmend ist und dass somit für alle Anbieter unabhängig von ihren Stromerzeugungskosten nur ein Marktpreis gilt.

80. Eine Sonderstellung nehmen insoweit im Vergleich zu traditionellen Kraftwerken die Kraftwerke ein, die den Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger gewinnen bzw. den Strom mit der Technik der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen. Gemäß § 5 Absatz 1 Satz 1 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist.“ Überdies bestimmt § 9 Absatz 1 Satz 1 EEG, dass Netzbetreiber auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet sind, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen – allerdings nur, sofern dies wirtschaftlich vertretbar ist (§ 9 Absatz 3 EEG). Dieses gesetzlich geförderte Stromangebot kann als eine Reduktion der Last bzw. der Nachfrage nach Strom aus traditionellen Kraftwerken interpretiert werden. Im Rahmen dieses Modells wird dem politisch forcierten Einsatz erneuerbarer Energien als Must-run-Kapazitäten ein den Großhandelspreis dämpfender Effekt zugesprochen; man bezeichnet dieses Phänomen als Merit-Order-Effekt.[81]

3.1.4.2 Großhandel

81. Im Stromhandel kann, wie bei anderen Gütern auch, zwischen Groß- und Einzelhandel unterschieden werden. Eine funktionale Trennung in Groß- und Einzelhandelsebene ergibt sich auf der einen Seite aus der Notwendigkeit, Strom in großen Mengen schnell kaufen und verkaufen zu können. Kleinere Strommengen für Endkunden werden dann in der Regel vom Einzelhandel erbracht.[82] Der Großhandel umfasst alle Handelsstufen vor der Belieferung von Endkunden. Im Falle der Unterscheidung der Wertschöpfungsstufen ist zu berücksichtigen, dass Strom auf der Großhandelsebene mehrmals gehandelt werden kann. Da ein gezielter Transport von Elektrizität von einem Erzeugungsunternehmen zu einem identifizierbaren Letztverbraucher über das Verbundnetz aus technischen Gründen ausgeschlossen ist, kann elektrische Energie nicht wie ein übliches Handelsprodukt verkauft werden. Vielmehr werden Bezugsrechte gehandelt, die über einen bestimmten Zeitraum hinweg zu einer spezifizierten Entnahme von Elektrizität aus dem Netz berechtigen und den Veräußerer dieses Rechts verpflichten, in diesem Zeitraum die entsprechende Strommenge in das Netz einzuspeisen.

82. Die Akteure auf der Großhandelsstufe umfassen die vier großen Erzeugungsunternehmen E.ON, RWE, Vattenfall Europe und EnBW – bzw. deren Trading GmbHs – sowie Stadtwerke, Stadtwerkekooperationen (z. B. Trianel), reine Händler, Kraftwerksbetreiber, Energiedienstleister, Banken und Industrieunternehmen.[83]

83. Der liberalisierte Großhandelsmarkt besteht in Deutschland seit 1998. Der Handel erfolgt hier entweder außerbörslich direkt zwischen zwei Handelspartnern oder deren Brokern („over the counter“, OTC) oder börslich. Lediglich ein geringer Teil des insgesamt verbrauchten Stroms wird an der Strombörse gehandelt; ein Großteil der Stromlieferungen erfolgt über bilaterale, langfristige Verträge. Jedoch ist der Preis an der Strombörse der Referenzpreis, da sich im Falle einer auftretenden Preisdifferenz einer der Vertragspartner immer besserstellen könnte, falls er alternativ den Handel über die Strombörse wählen würde. Wenngleich in der Realität der Wechsel von einem außerbörslichen hin zu dem börslichen Handel für die Marktteilnehmer aufgrund vertraglicher Bindungen nicht kurzfristig möglich sein dürfte, so gilt doch zumindest der börsliche Handelsplatz mit seinen transparenten Daten mittel- und langfristig als alternativer Handelsplatz zum OTC-Handel.

84. Vertragsgegenstand im bilateralen Stromgroßhandel bzw. OTC-Handel ist die Lieferung einer zwischen den Vertragsparteien festgelegten Menge Strom in einer Größenordnung bis zu mehreren Megawattstunden. Darüber hinaus vereinbaren die Akteure die Spannungsebene sowie den Erfüllungsort, d. h. den Ort der Stromentnahme aus dem Stromnetz. Hierzu muss jeder Marktteilnehmer einem Bilanzkreis angehören, der es ihm ermöglicht, alle seine Stromein- und -ausspeisungen zu aggregieren. Die

[81] Zu einer kritischen Auseinandersetzung hierzu vgl. Abschnitt 5.1.4.3.

[82] Vgl. Frenzel, S., Stromhandel und staatliche Ordnungspolitik, Berlin 2007, S. 136 ff.

[83] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 71, sowie http://www.eex.com/de/EEX/Teilnehmerliste [Abruf: 4. März 2011].

Verträge können eine Lieferzeit von Stunden bis zu Jahren beinhalten.[84] Beim OTC-Handel kann man die Geschäfte in Abhängigkeit von den Zeiträumen ihrer Erfüllung in Spot- und Terminmarkt unterteilen. Im Spotmarkt werden vor allem Kontrakte gehandelt, die eine kurzfristige Erfüllung, etwa innerhalb einer einzelnen Stunde des laufenden oder des kommenden Tages, vorsehen. Die Erfüllung erfolgt physisch, d. h. meist unmittelbar als Ware gegen Geld. Die auf dem Terminmarkt gehandelten Forwards sehen eine Erfüllung in weiter in der Zukunft liegenden Zeiträumen vor. Typische Forwards beziehen sich auf Quartals- oder Jahreslieferungen einer bestimmten Strommenge. Die Erfüllung der Geschäfte erfolgt entweder physisch oder finanziell.[85]

85. Beim Börsenhandel werden standardisierte Produkte gehandelt. Die Handelsteilnehmer schließen die Kontrakte direkt mit der Börse ab. Die abgeschlossenen Geschäfte werden „gecleart“, womit das Kontrahentenrisiko für die Handelsteilnehmer entfällt. Der Handel erfolgt vollständig anonym. Eine der liquidesten Strombörsen Europas ist die EEX, die European Energy Exchange AG, mit Sitz in Leipzig. Beim Börsenhandel kann, so wie im außerbörslichen Handel, zwischen dem kurzfristigen Spothandel und dem längerfristig orientierten Terminhandel unterschieden werden. Die vier deutschen Regelzonen bilden gemeinsam mit den drei österreichischen Regelzonen[86] ein Marktgebiet mit einheitlichen Börsenpreisen.[87]

86. Im Stromhandel kooperiert die EEX mit der französischen Powernext SA. Die EEX hält 50 Prozent an der gemeinsamen Gesellschaft EPEX Spot SE mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Stromhandel, den sog. Spotmarkt, für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. Der deutsche und französische Terminhandel für Strom ist in der EEX Power Derivatives GmbH, einer mehrheitlichen EEX-Tochtergesellschaft mit Sitz in Leipzig, gebündelt.[88]

87. An der Börse werden Spotgeschäfte als Intraday- oder als Day-ahead-Geschäfte ausgeführt. Im Intraday-Handel werden Grundlast- und Spitzenlastblöcke mit Lieferungen am selben oder folgenden Tag gehandelt; er dient der kurzfristigen Arbitrage zum Ausgleich unvorhergesehener Abweichungen von Verbrauchsprognosen und Fahrplänen. Im Rahmen des Day-ahead-Handels wird für den auf den Handelstag folgenden Tag gehandelt.

88. Mit den Produkten am Terminmarkt für Strom können sich Handelsteilnehmer in der langen Frist gegen Preisänderungsrisiken in der Zukunft absichern. Es sind sowohl finanziell erfüllte Futures (Phelix-Futures und French-Week-Futures) und Phelix-Optionen als auch physisch erfüllte Strom-Futures mit Lieferung nach Deutschland und Frankreich handelbar. Derzeit bietet die EEX den Handel von Wochen-, Monats-, Quartals- und Jahresfutures an. Neben der Abwicklung börslich gehandelter Transaktionen können auch OTC-Geschäfte an der Börse registriert und über das Clearinghaus der EEX, die European Commodity Clearing (ECC), abgewickelt werden.[89]

3.1.4.3 Netzebene: Transport und Verteilung

89. Damit der erzeugte Strom zu den Endverbrauchern gelangen kann, muss er netzgebunden transportiert werden. Das deutsche Stromnetz (Verbundnetz) besteht aus mehreren Netzebenen mit unterschiedlicher Spannung. Über große Entfernungen wird Elektrizität mit sehr hoher Spannung und vergleichsweise geringen Energieverlusten transportiert, man spricht von Übertragungs- bzw. Transportnetzen (380 bzw. 220 kV). Hierbei handelt es sich üblicherweise um Freileitungen[90]. An die Übertragungsnetze sind in der Regel Großkraftwerke angeschlossen. So speisen in das Übertragungsnetz vorwiegend Kernkraftwerke, Stein- und Braunkohlekraftwerke ein, direkt in das Verteilnetz indes überwiegend Windanlagen.[91] Der in den Kraftwerken mithilfe von Generatoren erzeugte Strom wird mit dem Transformator des Kraftwerks auf die entsprechende Spannung der Netzebene hochtransformiert und in das Übertragungsnetz eingespeist; überdies sind aber auch an diese höchste Spannungsebene in vereinzelten Fällen Verbraucher aus der energieintensiven Großindustrie direkt angeschlossen.

90. Von diesem Einspeisepunkt wird der Strom zu sog. Umspannstationen in der Nähe von Verbraucherzentren transportiert, wo der Strom auf eine niedrigere Spannung transformiert bzw. „umgespannt“ und in Verteilnetze eingespeist wird. Das gesamte Verteilnetz ist durch eine Umspannstation an das Übertragungsnetz angeschlossen und besteht aus drei Spannungsebenen: Hochspannungsnetz (110 kV), Mittelspannungsnetz (6 bis 60 kV) und Niederspannungsnetz (230 bis 400 V).

91. Die Kostenfunktion des Baus und Betriebs von Übertragungs- und Verteilnetzen ist im Bereich der relativen Nachfrage subadditiv. Subadditivität besagt, dass ein Unternehmen bei gegebener Technik die relevante Marktnachfrage kostengünstiger versorgen kann als jede denkbare Kombination mehrerer Unternehmen; man spricht von einem natürlichen Monopol. Der ungehinderte Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen stellt für den Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen eine wesentliche Einrichtung (essential faci-

[84] Vgl. Frenzel, S., a. a. O., S. 142.
[85] Vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 188 ff.
[86] Dabei werden aufgrund einer Zusammenarbeit zwischen der TIWAG Netz AG und der Austrian Power Grid AG (vertragliche Kooperation) die Regelzone TNE und die Regelzone APG gemeinsam betrieben.
[87] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 49.
[88] http://www.eex.com/de/EEX
[89] http://www.eex.com/de/EEX/Produkte%20%26%20Entgelte/Strom [Abruf: 1. März 2011].
[90] Freileitungen sind oberirdisch, über Isolatoren an Stützpunkten (z. B. Masten) befestigte Leiterelemente (Leiterseile, isolierte Freileitungen) eines Elektrizitätsnetzes. Eine Freileitung besteht im Wesentlichen aus Masten, Leiterseilen, Isolatoren, Verbindungsteilen und Erdungen. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, Glossar Elektrizität, S. 291.
[91] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 11.

lity) dar. Netzzugangsdiskriminierungen sowie missbräuchlich überhöhte Netzentgelte können zu einer Marktabschottung auf vor- und nachgelagerten Märkten führen. Mit Inkrafttreten des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes 2005 wurden Unternehmen, die ein Strom- und/oder Gasnetz betreiben, daher der Regulierung durch die Bundesnetzagentur unterstellt. Das Gesetz enthält grundlegende Regelungen und Verordnungsermächtigungen. Der Verordnungsgeber hat mehrere Verordnungen erlassen, die die Regulierung ausgestalten. Der Regulierung unterliegen nicht nur die Netzentgelte, sondern weitere Bereiche wie der Netzanschluss und der Netzzugang. Inzwischen hat sich auch eine Regulierungspraxis der Regulierungsbehörden herausgebildet. Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden haben unter anderem durch Festlegungen und Positionspapiere Auslegungen des Rechts vorgenommen, die inzwischen auch durch erste Gerichtsverfahren geprüft und beurteilt wurden.

92. In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber und 866 Verteilernetzbetreiber (Stand 22. Juli 2010).[92] Die deutschen Netzbetreiber sind neben der Übertragung und Verteilung von Strom dazu verpflichtet, Systemdienstleistungen, d. h. Frequenz- und Spannungshaltung, Betriebsführung und Versorgungswiederaufbau nach Störungen, zur Sicherung der Qualität der Stromversorgung zu erbringen.

93. Da die eingespeiste Strommenge zu jedem Zeitpunkt exakt der ausgespeisten entsprechen muss, zählen zu den Systemdienstleistungen der vier Übertragungsnetzbetreiber die Vorhaltung und der Einsatz von Regelleistung. Ein Bedarf an Regelenergie entsteht, sobald die Summe der aktuellen Kraftwerkseinspeisungen von der aktuellen Abnahme abweicht und eine Instabilität der Netzfrequenz droht. Abweichungen können abnahmeseitig bedingt sein (z. B. durch meteorologische Einflüsse, Fehler in der täglichen Bedarfsprognose) sowie auf der Erzeugungsseite entstehen (z. B. bei Kraftwerksausfällen). Im Wesentlichen wird Regelenergie bei Kraftwerken beschafft, die sich speziell dafür Reserven freihalten. Wird beispielsweise zu wenig Strom erzeugt, muss Kraftwerkskapazität zugeschaltet oder Last abgeschaltet werden (positive Regelenergie); wird indes zu viel Strom erzeugt muss entweder mehr Last (z. B. durch Pumpspeicherwerke) zugeschaltet werden oder Kraftwerkskapazität abgeschaltet werden (negative Regelenergie). Dies wird vertraglich zwischen den Kraftwerken und den Übertragungsnetzbetreibern sichergestellt. Dabei wird nach Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve unterschieden. Als Erstes setzt in Sekundenschnelle die Primärregelung ein, um das Absinken der Frequenz zu verhindern. Nach spätestens 30 Sekunden wird – automatisch geregelt – Sekundärregelenergie beschafft. Um die Sekundärregelfähigkeit zu erhalten, muss in bestimmten Situationen noch zusätzlich Minutenreserve mobilisiert werden. Diese muss allerdings erst 15 Minuten nach erfolgtem Aufruf geliefert werden. Der Bedarf der vier Übertragungsnetzbetreiber an Minutenreserve wird seit dem 1. Dezember 2006 im Zuge einer gemeinsamen Ausschreibung beschafft. Dafür stellen die Übertragungsnetzbetreiber eine gemeinsame Internetplattform zur Verfügung. Die ein Jahr später am 1. Dezember 2007 aufgenommenen gemeinsamen Ausschreibungen der Primärregelleistung und Sekundärregelleistung erfolgen ebenfalls über diese gemeinsame Internetplattform.[93]

94. Die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland sind die Amprion GmbH, die EnBW Transportnetze AG, die TenneT TSO GmbH sowie die 50Hertz Transmission GmbH (vgl. Abbildung 3.3). Die Amprion GmbH ist ein Übertragungsnetzbetreiber mit Sitz in Dortmund und gehört zu 100 Prozent der RWE AG; die Regelzone befindet sich im Westen Deutschlands. Im Juli 2011 hat die RWE AG eine Vereinbarung über den Verkauf eines Anteils von 74,9 Prozent am Übertagungsnetzbetreiber Amprion getroffen. Käufer ist ein Konsortium überwiegend deutscher institutioneller Finanzinvestoren aus der Versicherungswirtschaft und von Versorgungswerken. RWE bleibt mit 25,1 Prozent an Amprion beteiligt. Die Transaktion steht allerdings noch unter dem Vorbehalt der Zustimmung des Aufsichtsrates und der zuständigen Kartellbehörden. Der Vollzug der Transaktion wird für das dritte Quartal 2011 erwartet. Die EnBW Transportnetze AG in der EnBW-Regelzone Baden-Württemberg und Vorarlberg gehört zu 100 Prozent EnBW; ihr Sitz ist Stuttgart. Seit 2010 gehört die heutige TenneT TSO GmbH mit Sitz in Bayreuth nicht mehr zu E.ON. Der deutsche Energiekonzern hat sich im Rahmen eines von der Europäischen Kommission geführten Missbrauchsverfahrens verpflichtet, das Übertragungsnetz zu veräußern.[94] Käufer war der niederländische Netzbetreiber TenneT B.V., der sich zu 100 Prozent im niederländischen Staatsbesitz befindet. Seit 5. Oktober 2010 heißt der deutsche Netzbetreiber nun nicht mehr „transpower stromübertragungs gmbh“, sondern TenneT TSO GmbH. Das Unternehmen ist mit der niederländischen TenneT TSO B.V. der erste grenzüberschreitende Übertragungsnetzbetreiber für Strom in Europa. Das Übertragungsnetz von TenneT reicht mittig vom Norden Deutschlands bis in den Südosten. Die 50Hertz Transmission GmbH besitzt das in Deutschland östlich gelegene Übertragungsnetz, hat ihren Sitz in Berlin und seit 19. Mai 2010 neue Anteilseigner: Der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia hält 60 Prozent der Anteile am Unternehmen, 40 Prozent sind im Besitz des australischen Infrastrukturfonds Industry Funds Management (IFM). Zuvor gehörte das Stromnetz der Vattenfall Europe AG.

95. Innerhalb jeder Regelzone befinden sich Bilanzkreise[95] als „virtuelle Energiemengenkonten“. Bilanz-

[92] Vgl. ebenda, S. 85.

[93] Markt für Regelleistung in Deutschland, https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/info_regelleistung.jsp [Abruf: 9. Februar 2011].

[94] Vgl. EU-Kommission, Entscheidung vom 26. November 2008, COMP/39 388 – Deutscher Stromgroßhandelsmarkt, und COMP/39 389 – Deutscher Regelenergiemarkt.

[95] Bilanzkreise, Übersicht, http://www.tennettso.de/pages/tennettso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Bilanzkreise/Uebersicht/index.htm [Abruf: 10. Februar 2011].

kreise sind innerhalb einer Regelzone von einem oder mehreren Netznutzern zu bilden und müssen aus mindestens einer Einspeise- oder einer Entnahmestelle bestehen; dabei sind alle Einspeise- oder Entnahmestellen jeweils einem Bilanzkreis zuzuordnen.[96] Abweichend davon können Bilanzkreise aber auch für Geschäfte, die nicht die Belieferung von Letztverbrauchern zum Gegenstand haben, als reine Handelsbilanzkreise gebildet werden (§ 4 Absatz 1 Sätze 1 bis 3 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)[97]). Bilanzkreise werden von jeweils einem Bilanzkreisverantwortlichen geführt. Ein Bilanzkreisverantwortlicher ist gemäß § 4 Absatz 2 Satz 1 StromNZV für jeden Bilanzkreis von den Bilanzkreis bildenden Netznutzern gegenüber dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber zu benennen. Bilanzkreise werden nicht nur für Stromhändler oder Vertriebsabteilungen von Energieversorgungsunternehmen eingerichtet, sondern beispielsweise auch für große Industriebetriebe, die ihre Strombeschaffung in eigener Regie durchführen. Ein Bilanzkreisvertrag regelt das Verhältnis zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem Übertragungsnetzbetreiber (§ 26 StromNZV). Hiernach ist der Bilanzkreisverantwortliche in jeder Viertelstunde verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis. Der Bilanzkreisverantwortliche übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Betreibern von Übertragungsnetzen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises (§ 4 Absatz 2 Satz 2 StromNZV). Ist der Bilanzkreisverantwortliche beispielsweise ein Stadtwerk, so muss mittels eigener Kraftwerksleistung und möglicherweise eines Stromzukaufs an der Börse die Stromeinspeisung möglichst der prognostizierten Ausspeisemenge im Bilanzkreis entsprechen. Prognosefehler müssen durch den Übertragungsnetzbetreiber mit positiver Ausgleichsenergie (bei Unterspeisung des Bilanzkreises) oder mit negativer Ausgleichsenergie (bei Überspeisung des Bilanzkreises) kompensiert werden, welche sich aus der vorgehaltenen Regelenergie speist.[98]

[96] Vgl. hierzu § 4 Absatz 3 Satz 1 StromNZV.

[97] Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2243; zuletzt geändert durch Artikel 10 des Gesetzes vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1634.

[98] Insoweit ist Ausgleichsenergie in Anspruch genommene Regelenergie.

Abbildung 3.3

Regelzonen in Deutschland



Quelle: Amprion

3.1.4.4 Endkundenmärkte

96. Das Angebot kleinerer Strommengen für Endkunden wird in der Regel vom Einzelhandel erbracht. Als Akteure treten hier auf der Anbieterseite beispielsweise Stadtwerke, Händler und Vertriebstöchter großer Energieversorger auf. Die Akteure auf der Endkundenstufe übernehmen neben der Stromlieferung auch Aufgaben wie Messwesen und Energieberatung. Die Einzelhandelsebene umfasst grundsätzlich nur bilaterale Geschäftsbeziehungen zum Endkunden. Ein institutionalisierter Handel findet hier nicht statt. Zwar können Börsenteilnehmer den an der Börse gehandelten Strom prinzipiell auch selbst verbrauchen, in der Regel erfolgt der Strombezug bei Börsenteilnehmern allerdings zum Zweck der (Weiter-)Belieferung zu Endverbrauchern; der Eigenverbrauch von börsengehandeltem Strom reduziert sich aufgrund der dort zu handelnden Mindestmengen auf wenige große Industriekunden. Der Einzelhandel findet im Verteilnetz statt, welches vorwiegend die Mittel- und Niederspannungsebene umfasst.[99]

3.2 Der Gassektor

3.2.1 Einsatzzwecke von Gas

97. Im Bereich der deutschen Gaswirtschaft betrifft der Auftrag der Monopolkommission die Begutachtung der Märkte für die leitungsgebundene Versorgung mit Gas. Im engeren Sinne bezieht sich dies auf die Versorgung von Haushalten und Unternehmen mit dem fossilen Energieträger Erdgas. Betroffen sind jedoch auch weitere Gase, etwa Biogas, die nach einem gegebenenfalls notwendigen Umwandlungsprozess ebenfalls in das Erdgasnetz eingespeist werden können. Das Leitungsnetz stellt dabei ein Distributionsmittel bereit, das die dezentrale Nutzung von über weite Strecken transportiertem Gas ermöglicht. Aus der dezentralen Verfügbarkeit von Erdgas ergeben sich für Industrie- und Privatkunden verschiedene Einsatzfelder.

98. Erdgas ist ein Primärenergieträger, der nach seinem Transport vor allem energetisch genutzt wird. Haupteinsatzzwecke in der energetischen Nutzung sind einerseits die Umwandlung von Erdgas zur Stromerzeugung und andererseits die thermische Nutzung zur Beheizung von Räumen. Geringere, aber wachsende Bedeutung hat der Einsatz von Gas als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge. Insbesondere durch die besonderen Eigenschaften von Anlagen der Strom- und Wärmeerzeugung auf Erdgasbasis ergeben sich viele Einsatzzwecke in Kombination mit der Nutzung erneuerbarer Energien.

99. Vor allem in der chemischen Industrie ist neben der energetischen auch die stoffliche Verwendbarkeit von Erdgas von Bedeutung. Etwa 30 Prozent des in der Chemiebranche bezogenen Erdgases werden zu diesem Zweck eingesetzt, etwa zur Gewinnung von Ammoniak (zur weiteren Herstellung von Düngemitteln), von Methanol (als Grundstoff zur Essigsäureherstellung und Biodieselproduktion) oder zur Wasserstoffherstellung. Unabhängig vom Einsatzzweck hatte Erdgas im Jahr 2009 einen Anteil am deutschen Primärenergieverbrauch von ca. 22 Prozent. Es liegt damit leicht unter dem EU-Durchschnitt von 24 Prozent[100], was auch durch den in Deutschland sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergieversorgung begründet ist.

3.2.1.1 Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und Antriebstreibstoff

100. In der industriellen Stromerzeugung dient Erdgas als fossiler Energieträger, der durch physikalische Energieumwandlung in Gasturbinen zu elektrischem Strom transformiert wird. Gasturbinenkraftwerke komprimieren dazu Erdgas und Luft in einem Verdichter und verbrennen das entstehende Gasgemisch. Die durch den Verbrennungsprozess freigesetzte thermische Energie wird dabei in der Turbine in mechanische Energie umgewandelt und treibt (neben dem Verdichter) einen Generator zur Stromerzeugung an.

Gasturbinenkraftwerke können vergleichsweise einfach und schnell betrieben werden. Durch den Verzicht auf Dampfturbinen brauchen sie weder Kühltürme noch aufwendige Anlagen zur Rauchgasreinigung, da bei der Verbrennung im Unterschied zu anderen fossilen Brennstoffen kaum Asche freigesetzt wird. Gasturbinenkraftwerke lassen sich außerdem vergleichsweise schnell errichten und erfordern gegenüber Dampfkraftwerken mit vergleichbarer Leistung geringere Herstellungsinvestitionen. Ein für die Stromerzeugung sehr wichtiges Merkmal von Gasturbinenkraftwerken ist die äußerst kurze Anfahrzeit dieses Kraftwerkstyps. Die Gasturbine ermöglicht es, vergleichsweise flexibel auf Lastveränderungen zu reagieren. Dieser Kraftwerkstyp gilt daher als besonders geeignet für den Einsatz im Hochlastbereich. Gegen den Einsatz in breiteren Lastbereichen werden in der Regel die deutlich höheren Brennstoffkosten von Erdgas im Vergleich zur Kernkraft oder fossilen Energieträgern wie Kohle angeführt (vgl. Tabelle 3.1). Aufgrund dieser erheblichen Unterschiede sind auch die Kosten je zusätzlich produzierter Einheit Strom (Grenzkosten der Stromerzeugung) von Gasturbinenkraftwerken in der Regel höher als bei vergleichbaren Kohle- oder Kernkraftwerken, sodass im Grund- oder Mittellastbereich andere Kraftwerkstypen den Vorzug erhalten.

Tabelle 3.1

Brennstoffeinsatzkosten für die Stromerzeugung 2005

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kernenergie	Biomasse
Euro pro GJ	0,97	2,22	6,11	0,62	6,11

Quelle: Wissel, S. u. a., Stromerzeugungskosten im Vergleich, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Arbeitsbericht Nummer 4, Februar 2008, S. 12

[99] Vgl. Frenzel, S., a. a. O., S. 140 f.

[100] Vgl. Eurogas, Statistical Report 2010, S. 4.

101. Für die technisch effiziente energetische Nutzung eines Energieträgers ist der Wirkungsgrad der entsprechenden Nutzenergie erzeugenden Anlagen von besonderer Bedeutung.[101] Der Wirkungsgrad bezeichnet allgemein das Verhältnis von eingesetzter Energie und nutzbarem Energieoutput; ein höherer Wirkungsgrad steht somit für eine effizientere Nutzung der Energie eines Trägers, etwa eines Brennstoffs. Im Rahmen der Stromerzeugung bestimmt sich der Wirkungsgrad der Anlagen an den Verlusten, die bei der Umwandlung von thermischer in mechanische Energie, bedingt durch Reibung, Wärmeübergang, plastische Verformung und andere thermodynamische Irreversibilitäten, entstehen.[102] Die dabei in der Praxis erzielten thermischen Wirkungsgrade liegen dabei stets unter den theoretischen Maximalwerten. Typische Wirkungsgrade von Gasturbinenkraftwerken liegen auf einem Niveau von 35 bis 42 Prozent. Im Vergleich erreichen sie damit ein ähnliches Level wie moderne Kohle- und Ölkraftwerke, die heute im Maximum mit Wirkungsgraden von etwas über 40 Prozent arbeiten. Bei Gasturbienen hat der Teillastbetrieb zudem einen stark negativen Einfluss auf den Wirkungsgrad, sodass angestrebt wird, Gasturbinen möglichst unter Vollast zu betreiben.[103]

102. Ein erheblicher Verlust an nutzbarem Energieoutput in gewöhnlichen Gasturbinenkraftwerken begründet sich damit, dass die Wärmeenergie der zwischen 450 und 550° C heißen Abgase nicht genutzt wird. Bessere Wirkungsgrade erzielen neuere Gas- und Dampf-Kondensationskraftwerke (GuD-Kraftwerke[104]), die heute auch den modernsten und in der Regel bei Neubauten eingesetzten Typ eines Gaskraftwerks darstellen. GuD-Kraftwerke stellen eine Erweiterung des Prinzips eines Gasturbinenkraftwerks dar. Im Unterschied zu Letzteren verwenden GuD-Kraftwerke die heißen Abgase der Gasturbine, um über einen nachgeschalteten Dampferzeuger eine zusätzliche Dampfturbine anzutreiben, die ebenfalls Strom erzeugt. Der Bau eines GuD-Kraftwerks ist aus diesem Grund vergleichsweise aufwendiger; durch die Nutzung der Abwärme werden jedoch auch deutlich höhere thermische Wirkungsgrade von derzeit etwa 56 Prozent erzielt. Aufgrund des höheren Wirkungsgrades sinken auch die Grenzkosten beim Betrieb eines solchen Kraftwerks, sodass Gaskraftwerke mit der GuD-Technik im Vergleich zu reinen Gasturbinenkraftwerken auch im Grund- und Mittellastbereich eingesetzt werden.

103. Neben der Stromerzeugung dient Erdgas vor allem der Wärmeproduktion. Die saubere Verbrennung des Gases gegenüber anderen auf fossilen Energieträgern aufsetzenden Heizsystemen und die komfortable Versorgungsmöglichkeit durch den Anschluss an lokale Verteilnetze haben mit dazu beigetragen, dass die Erdgasheizung die Ölheizung als wichtigstes Heizsystem auf dem Wärmemarkt verdrängt hat. In der Vergangenheit wurden zur Wärmeerzeugung mit Gas insbesondere Niedertemperatur-Gasheizungen eingesetzt. In diesen Anlagen wird durch die Verbrennung des Gases Wärme freigesetzt und mittels eines Trägermediums wie Wasser oder Luft mithilfe eines Pumpensystems an die entsprechenden Heizgeräte im Gebäude weitergeleitet. Seit Anfang der 1990er Jahre nutzt man in modernen Gasheizungen zunehmend auch Gas-Brennwertkessel, die heute technisch die effizienteste Form der Wärmeerzeugung mit dem Energieträger Gas darstellen. Durch die Brennwerttechnik können auch die im Wasserdampf enthaltenen Abgase als Brennstoff genutzt werden, was zu einer etwa zehnprozentigen Verbesserung des Wirkungsgrades führt. Feuerungstechnische Wirkungsgrade bei der Erzeugung von Wärmeenergie durch fossile Energieträger sind heute generell hoch, sodass insbesondere bei Anwendung der modernen Brennwerttechnik kaum mehr große Verbesserungen zu erwarten sind.[105]

104. Zur weiteren Steigerung des Wirkungsgrades gilt insbesondere der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als technisch besonders effizientes Verfahren. KWK-Anlagen sind Kraftwerke, die neben Strom auch Wärme produzieren. Die stets verbleibende Abwärme wird durch die KWK-Technik bei der Stromerzeugung ausgekoppelt und als Fernwärme oder Prozesswärme energetisch genutzt. Insbesondere mit der bereits hohe Wirkungsgrade aufweisenden GuD-Kraftwerkstechnik lässt sich die Kraft-Wärme-Kopplung wirksam verbinden. Da KWK-Anlagen die bei der Verbrennung freigesetzte Energie somit vollständiger nutzen können, werden höhere Wirkungsgrade von über 80 Prozent erreicht. Man spricht im Zusammenhang mit KWK-GuD-Kraftwerken daher auch von Hocheffizienzanlagen. Der Energieoutput dieser Anlagen entfällt ungefähr zur Hälfte auf Strom und Wärme. Dieses Outputverhältnis kann bei der Produktion nur bedingt beeinflusst werden. Kann die gewonnene Energie nicht vollständig verwendet werden (z. B. infolge geringerer Nutzung von Fernwärme im Sommer), so sinken die realen Vorteile der KWK-Technik.[106]

105. Die KWK-Technik, die in zentralen Kraftwerksgroßanlagen zum Einsatz kommt, benötigt zur Verteilung und dezentralen Nutzung der produzierten Wärme stets ein Fernwärmeleitungsnetz, das weitere Energieverluste nach sich zieht. Dieser Nachteil zentraler KWK-Anlagen entfällt, wenn zur Strom- und Wärmeerzeugung kleine und dezentrale KWK-Anlagen – sog. Blockheizkraftwerke – eingesetzt werden, die in der Regel direkt am Ort des Wärmeverbrauchs betrieben werden. Zum Antrieb solcher Blockheizkraftwerke werden neben gewöhnli-

---

[101] Der Begriff der technischen Effizienz ist dabei von dem der ökonomischen Effizienz zu unterscheiden. Technische Effizienz kann Einfluss auf die ökonomische Effizienz haben; aufgrund verschiedener Einflussfaktoren lässt sich z. B. von einem technischen Effizienzvorteil jedoch nicht zwingend auch auf einen ökonomischen Effizienzvorteil schließen.

[102] Vgl. Erdmann, G./Zweifel, P., a. a. O., unter anderem S. 23.

[103] Vgl. Panos, K., Praxisbuch Energiewirtschaft, 2. Aufl., Berlin/Heidelberg, 2009, Kapitel 7.

[104] Weiterhin ist auch die englische Bezeichnung „Combined Cycle Gas Turbine" (CCGT) verbreitet.

[105] Vgl. Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V., Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem, a. a. O., S. 21, Fn. 17.

[106] Kritisch hierzu beispielsweise Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V., Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem, a. a. O., S. 73 ff.

chen Dieselverbrennungsmotoren vor allem Gasturbinen verwendet. Je nach Leistung einer solchen Anlage zur Versorgung ganzer Häuserblocks oder Industrieanlagen (bis 50 kW Leistung) bzw. zur Versorgung von Ein- oder Mehrfamilienhäusern (bis 15 kW Leistung) spricht man hierbei auch von Mini- bzw. Mikro-KWK-Anlagen.

106. Da der Kraft-Wärme-Kopplung eine hohe Kraftwerkseffizienz und damit verbunden positive Umwelteigenschaften zugesprochen werden, wird die KWK-Technik vom deutschen Gesetzgeber gefördert. Netzbetreiber sind gemäß § 4 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG)[107] verpflichtet, KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den dort erzeugten Strom vorrangig abzunehmen. Die Vergütungspflicht für den abgenommenen KWK-Strom ist gemäß § 4 Absatz 3 KWKG zweistufig aufgebaut: Zunächst haben der Netzbetreiber und der Betreiber der KWK-Anlage einen Preis zu vereinbaren. Auf diesen vereinbarten Preis hat der Netzbetreiber dann einen fixen Zuschlag zu zahlen, dessen Höhe und Dauer sich gemäß § 7 KWKG nach der Anlagenkategorie bestimmen und der zwischen 0,56 und 5,11 ct/kWh beträgt.[108] In diesem Zuschlag besteht die eigentliche gesetzliche Förderung. Kommt zwischen Netz- und Anlagenbetreiber keine Einigung über einen Abnahmepreis zustande, so gilt gemäß § 4 Absatz 3 Satz 2 und 3 KWKG der „übliche Preis“ als vereinbart. Als üblicher Preis gilt für KWK-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 2 MW der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Energiebörse EEX im jeweils vorangegangenen Quartal. Die Förderung ist gemäß § 7 Absatz 9 KWKG auf insgesamt 750 Mio. Euro jährlich begrenzt.

107. Neben den beiden Haupteinsatzgebieten, der Produktion von Wärme und Strom, dient Erdgas heute auch zum Antrieb von Kraftfahrzeugen. In diesem Fall werden sowohl komprimiertes Erdgas (CNG) als auch sog. Autogas (LPG) verwendet.[109] Der Einsatz als Treibstoff erfordert speziell vorbereitete Fahrzeuge, wobei ein relativ kostenintensiver Umbau der auf konventionelle Technik aufsetzenden Fahrzeuge ebenfalls möglich ist. Im Jahr 2009 lag der Anteil von mit Erdgas- oder Flüssiggas betriebenen Fahrzeugen an den Neuzulassungen bei 0,56 Prozent[110].

Die sauberere Verbrennung von Erdgas im Vergleich zu gewöhnlichem Benzin hat dazu geführt, dass seit 2002 für CNG und LPG in Deutschland Vergünstigungen auf den Mineralölsteuersatz gewährt werden.[111] Beide Kraftstoffgase sind gleichermaßen bis 31. Dezember 2018 steuerlich begünstigt. Durch die Steuervergünstigungen ermäßigt sich der Preis für Gas als Antriebsenergie bezogen auf den Energiegehalt im Vergleich zu einem Liter bleifreiem Benzin um rund 50 bis 60 ct. Dies hat den zunehmenden Einsatz von Erdgas zum Antrieb von Kraftfahrzeugen wirtschaftlich gemacht.

3.2.1.2 Einsatz im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien

108. Aufgrund des politisch forcierten Ausbaus der erneuerbaren Energien ist die zukünftige Rolle der fossilen Primärenergieträger neu zu bewerten. Eine besondere Bedeutung kommt dem Erdgas insbesondere aufgrund seiner vergleichsweise sauberen Verbrennung und seiner flexiblen Einsatzmöglichkeiten zu. Die technischen Eigenschaften von Erdgas und die Möglichkeiten der Erdgasnutzung deuten darauf hin, dass Erdgas besonders geeignet sein könnte, um als Brücke vom Zeitalter fossiler zur regenerativen Energieerzeugung zu dienen. In diesem Zusammenhang ergeben sich verschiedene neuere Anwendungsfelder der leitungsgebundenen Versorgung mit Erdgas, die nachfolgend erläutert werden sollen.

109. Auf dem Feld der Stromerzeugung sprechen verschiedene Aspekte dafür, dass die Bedeutung erdgasverstromender Kraftwerke trotz eines möglichen Rückgangs der fossilen Energieerzeugung eher wachsen wird. Hintergrund ist der zunehmende Bedarf flexibler Energieerzeugung mit der zunehmenden Stromversorgung durch erneuerbare Energien. Da der aus erneuerbaren Energien gewonnene Strom zu einem wesentlichen Teil wetterabhängig erzeugt wird (insbesondere Strom aus Wind- und Solarenergie), ist in zunehmendem Maße mit kurzfristigen Angebotsschwankungen zu rechnen, die durch eine flexible und kurzfristige Stromerzeugung in herkömmlichen Kraftwerken ausgeglichen werden müssen. Aufgrund ihrer Schnellstartfähigkeit und ihrer Flexibilität bei Laständerungen eignen sich Gasturbinen besonders gut, um schnell auf die veränderten Angebots- und Nachfragebedingungen reagieren zu können.

110. Erdgas gilt zudem als der umweltfreundlichste fossile Energieträger. Seine CO_2-Bilanz bei der Verstromung unterscheidet sich je nach Kraftwerkstechnik; insbesondere GuD-Kraftwerke haben jedoch gegenüber Kohlekraftwerken einen etwa 60 Prozent geringeren CO_2-Ausstoß je produzierter Kilowattstunde Nutzenergie.[112] Die Wirtschaftlichkeit von Erdgaskraftwerken im Vergleich

[107] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 19.März 2002, BGBL. I S. 1092; zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1634.

[108] Die Anlagenkategorien werden gemäß § 5 KWKG unter anderem unterschieden nach dem Jahr der Aufnahme des Dauerbetriebs, dem Stand der Modernisierung und der Leistung der Anlage. Die Zuschläge sind für die meisten Kategorien (ältere Anlagen) degressiv und sind im Jahre 2010 ausgelaufen. Für moderne Anlagen läuft die Förderung ab Aufnahme des Dauerbetriebs für einen festgelegten Zeitraum.

[109] CNG ist die Bezeichnung für Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas) und eine Form des flüssigen Erdgases. LPG (Liquefied Petroleum Gas) ist ebenfalls ein Flüssiggas, jedoch kein Erdgas im engeren Sinne. Im Unterschied zu Erdgas tritt das Autogas als Nebenprodukt bei der Erdölförderung und Raffinierung auf.

[110] Angaben des Kraftfahrtbundesamtes, http://www.kba.de/cln_015/nn_191064/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Emissionen Kraftstoffe/2009__n__emi__eckdaten__absolut.html.

[111] Heute ist die Steuer auf Erdgas und Autogas im Energiesteuergesetz geregelt; vgl. Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006, BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660; 1007; zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 1. März 2011, BGBl. I S. 282.

[112] Vgl. Fritsche, U.R., Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung, a. a. O., S.7; Kehlhofer, R. et al., Combined-cycle gas & steam turbine power plants, 3. Aufl., Tulsa, Okla. 2009, S. 272.

zu CO_2 emittierenden Kraftwerken wächst deshalb mit der Zunahme von umweltpolitischen Weichenstellungen zur Einpreisung externer Kosten in die Stromerzeugungskosten. Eine Verknappung der CO_2-Zertifikate führt beispielsweise ceteris paribus zu einer Erhöhung des Arbeitspreises von Kraftwerken proportional zu ihrem CO_2-Ausstoß, sodass die Bedeutung von Gaskraftwerken im Vergleich zur Stromerzeugung durch Kohle weiter zunehmen könnte.

111. Ein neuerdings verstärkt diskutiertes Einsatzfeld des Erdgasnetzes ist der mögliche Nutzen als Energiespeicher für die wetterbedingt schwankende Produktion von Ökostrom. Da sich Strom bis heute nur sehr begrenzt bzw. nur unter großen Umwandlungsverlusten speichern lässt (z. B. in Pumpspeicher- oder Druckluftkraftwerken), steht derzeit keine Technik zur Verfügung, die es ermöglicht, Strommengen bei Produktionsspitzen aufzunehmen und bei späterem Bedarf wieder abzugeben. Neuerdings wird die Möglichkeit diskutiert, das Erdgasnetz als Speicher für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu verwenden. Zu diesem Zweck sind mögliche Überschussmengen an Ökostrom zunächst in Gas umzuwandeln und anschließend in das Erdgasnetz einzuspeisen. Im Rahmen eines strombetriebenen Elektrolyseverfahrens wird dazu zunächst Wasser in Sauerstoff und energiereichen Wasserstoff gespalten. Durch die Anreicherung von Wasserstoff mit von außen zugeführtem Kohlendioxid entsteht Methan, welches den energetischen Hauptbestandteil von Erdgas darstellt und unbegrenzt ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Nachteil des Verfahrens ist, dass durch die notwendigen Umwandlungsprozesse ein Teil der eingesetzten Energie verloren geht. Es bleibt abzuwarten, wie sich Kosten und Wirkungsgrad der bisher noch nicht ausgereiften Technik letztendlich darstellen werden. Bisher befindet sich die Technik noch in der Entwicklungsphase, sodass es bis zu einer möglichen Marktreife und Verbreitung vermutlich noch mehrere Jahre dauern wird.

112. Auch in der Wärmeerzeugung besitzt Erdgas verschiedene Vorteile, die den Energieträger heute besonders geeignet erscheinen lassen, den zunehmenden Einsatz regenerativer Energien zu begleiten. Insbesondere bei der Nutzung von Sonnenenergie als Heizenergie (Solarthermie), lässt sich eine Solarheizung mit Sonnenkollektoren vergleichsweise günstig mit einer effizienten Erdgasheizung kombinieren. Beide Systeme ergänzen sich sehr gut und können den Energiebedarf gegenüber einer reinen Erdgasheizung noch einmal spürbar senken.

Ein anderes Anwendungsfeld von Erdgas im Bereich der Heiztechnik ist die Nutzung von Erdwärme (Geothermie). Erdwärme und Gas werden dabei in der Regel durch Gaswärmepumpen kombiniert. Gaswärmepumpen arbeiten im Prinzip wie gasbetriebene Kühlaggregate. Mit der Kälteleistung der Aggregate wird die Umgebung abgekühlt und dieser Wärme entzogen. Diese Wärme wird als Heizwärme abgegeben. Die Gesamtheizleistung ist dabei größer als die Leistung der Gasflamme, sodass die reine Nutzung der im Erdgas gespeicherten Energie bei der Wärmeerzeugung deutlich übertroffen werden kann.

3.2.2 Eigenschaften von Gas und Gasinfrastrukturen

3.2.2.1 Erdgas, unkonventionelles Erdgas und Biogas

113. Wird Gas als Energieträger eingesetzt, wird bis heute in der Regel konventionelles Erdgas verwendet. Erdgas ist ein brennbares Naturgas, welches aus unterirdischen Lagerstätten gewonnen wird. Dabei handelt es sich nicht um ein vollkommen homogenes Gut, sondern um ein bestimmtes Gasgemisch, dessen Zusammensetzung entsprechend den geografischen Lagerstätten divergiert. Den als Energieträger genutzten Erdgasen ist gemein, dass sie zu einem wesentlichen Anteil den hochentzündlichen und energiereichen Kohlenwasserstoff Methan enthalten. In den vergangenen Jahren ist die Diversität an wirtschaftlich rentabel zu gewinnenden Erdgasen gestiegen. Verschiedene weitere Gase mit abweichenden Zusammensetzungen, die erst seit wenigen Jahren wirtschaftlich gefördert werden können, werden auch unkonventionelle Erdgase genannt. Neben Erdgasen kommt vor allem den natürlich gewonnenen Biogasen ein steigendes Interesse zu.

114. Abhängig von seinem Methangehalt wird Erdgas in Deutschland in die Qualitätskategorien L (low: zwischen 80 und 87 Vol.-Prozent) und H (high: zwischen 88 und 99 Vol.-Prozent) unterschieden, die in der Regel in ihrem Verwendungsbereich nicht substituierbar sind. 85 Prozent des in Deutschland genutzten Erdgases stammen aus dem Ausland. Wichtigste Herkunftsländer des nach Deutschland importierten Erdgases sind Norwegen und Russland, denen je ein Drittel des Aufkommens zuzuordnen ist (vgl. Abbildung 3.4). Erdgas aus Deutschland und den Niederlanden entspricht häufig der Qualität L, während Gas aus Russland und Norwegen der Qualität H zuzuordnen ist.

115. Konventionelles Erdgas tritt sehr häufig in den gleichen Lagerstätten wie Erdöl auf. In sog. Kohlenwasserstofffeldern sammelt sich das Erdgas dabei häufig oberhalb des Erdöls in gewöhnlich 4 000 bis 6 000 Meter Tiefe. Stoßen Förderbohrungen auf konventionelle Erdgasressourcen, strömt das Gas (freies oder in Öl gelöstes assoziiertes Erdgas) aufgrund des natürlichen Lagerstättendrucks an die Oberfläche. Die weltweiten Erdgasvorkommen sind nicht gleichmäßig verteilt (vgl. Abbildung 3.5).[113] Über die Hälfte der weltweiten Reserven sind in den Ländern Russland, Iran und Katar konzentriert. Die wichtigsten Förderländer sind indes Russland und die

[113] Gebräuchlich ist, bei verfügbaren Erdgasmengen zwischen Reserven und Ressourcen zu unterscheiden. Reserven sind die Mengen, die mit großer Genauigkeit erfasst wurden und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten gewonnen werden können. Ressourcen unterteilen sich in solche, die geologisch nachgewiesen sind, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewonnen werden können, und solche, die nicht nachgewiesen sind, aber aus geologischen Gründen in dem betreffenden Gebiet erwartet werden können. Dabei werden wie bei den Reserven nur die zu erwartenden gewinnbaren Mengen berücksichtigt. Vgl. Rempel, H. u. a., Nicht-konventionelle-Kohlenwasserstoffe – Energiequelle der Zukunft?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60(11), 2010, S. 8–12.

Vereinigten Staaten, auf die kumuliert 38,7 Prozent der weltweiten Erdgasproduktion entfallen.[114] Es folgen Kanada, Iran, Norwegen, Katar, China und Algerien.[115]

116. In Deutschland liegen Erdgaslagerstätten hauptsächlich in den Formationen des Zechsteins und des Rotliegenden. Wesentliche Vorkommen befinden sich zu einem ganz überwiegenden Teil in Niedersachsen.[116] Erdgasfelder versiegen plötzlich, weshalb die noch verfügbaren Erdgasmengen nur grob geschätzt werden können. In Deutschland waren Erdgasförderung und Erdgasreserven in der Vergangenheit rückläufig, sodass – eine gleichbleibende oder zunehmende Nachfrage unterstellt – mit einer zunehmenden Importabhängigkeit gerechnet werden muss. So ist die deutsche Förderung zwischen 2000 und 2009 von 204 TWh auf 140 TWh zurückgegangen.[117] Durch den Rückgang der deutschen Erdgasfördermengen reduziert sich auch das Angebot von Erdgas der Qualitätsstufe L gegenüber Erdgas der Qualitätsstufe H sukzessive. Die weltweiten Reserven an konventionellem Erdgas sind indes in den letzten Jahren trotz steigender Förderung gewachsen und betrugen am Jahresende 2009 ca. 192 Bill. m³.[118]

117. Neben konventionellen Erdgasvorkommen spielen sog. unkonventionelle Erdgase eine zunehmend wichtige Rolle in der weltweiten Erdgasförderung. Unkonventionelle Erdgase sind stofflich gewöhnliche Erdgase, die jedoch in der Regel nicht mit klassischen Fördertechniken gewonnen werden können und daher nicht als kommerziell nutzbar angesehen wurden. Durch neue Bohrtechnologien und Preissteigerungen ist die Förderung heute jedoch teilweise wirtschaftlich geworden.[119] Besondere Bedeutung kommt dabei dem sog. Tight Gas zu, womit Erdgase bezeichnet werden, die in den Gesteinsporen von dichtem Gestein gespeichert sind. Abhängig von der Art des Speichergesteins und der Permeabilität (Durchlässigkeit) werden verschiedene Typen unterschieden. Zu den wichtigsten Gesteinsarten, aus welchen das Tight Gas entnommen werden kann, gehören dichter Sandstein, Karbonatreservoire und Tonstein.[120] Die Vorkommen aus Tonstein sind vor allem auch unter dem Begriff Schiefergas oder im Englischen Shale Gas bekannt. Die Gewinnung dieser Gase konnte durch neuere technische Entwicklungen verbessert werden, welche eine Stimulierung des Reservoirs und eine Verbesserung der Fließwege ermöglichen.[121]

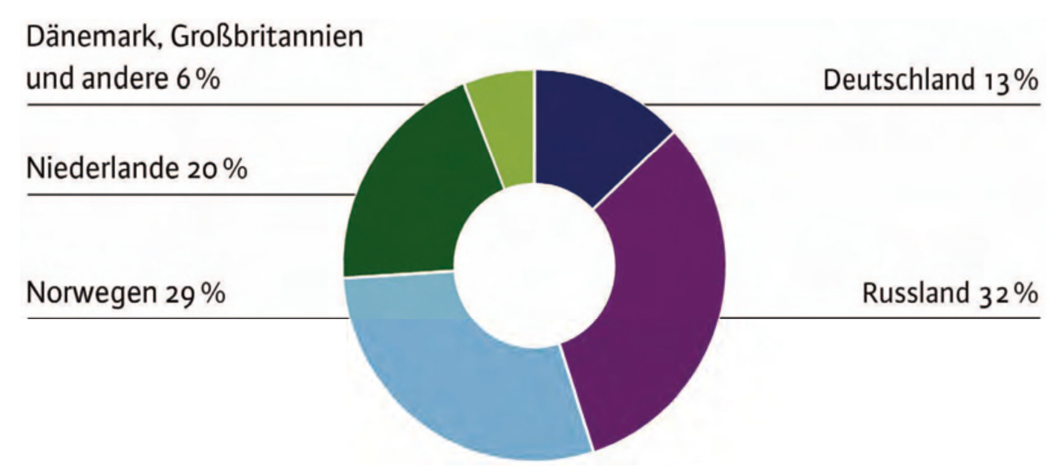
Erhebliche Schiefergasvorkommen werden in Nordamerika, insbesondere in Texas (USA), vermutet, wo heute auch die größten Fördermengen vorzufinden sind. Im Gegensatz dazu wird Schiefergas in Europa bis heute nicht in nennenswertem Umfang gefördert; größere Vorkommen werden jedoch in Deutschland insbesondere in Niedersachsen, in Europa z. B. in Schweden, rund um Wien und im Norden Polens vermutet; die Exploration befindet sich hier allerdings noch im Anfangsstadium. Ob auch in

[114] Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2010, Kurzstudie, 13. Dezember 2010 (Datenstand: 2009), Tab. 15.
[115] Vgl. ebenda, Tab. 16.
[116] Vgl. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG), Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2010, S. 2 und Abb. 3.
[117] Vgl. BNetzA, Markt und Wettbewerb Energie, Kennzahlen 2010, November 2010, S. 48.
[118] Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2010, a. a. O., S. 21.
[119] Aufgrund der zunehmenden Wirtschaftlichkeit einiger der nachfolgend diskutierten Gase, etwa „Tight Gas“ werden diese zum Teil auch nicht mehr als unkonventionelle Erdgase klassifiziert.
[120] Die Zuordnung ist in der jüngeren Literatur nicht ganz eindeutig. Mitunter wird der Begriff Tight Gas auf unkonventionelle Erdgase aus dichtem Sand- oder Kalkstein begrenzt und für die Gase aus Schiefer bzw. Tonstein allein der Begriff Shale Gas verwendet.
[121] Als wegbereitend werden die Techniken zur Horizontalbohrung in der Zielregion und zur hydraulischen Rissbildung (Fracking) angesehen. Vgl. Horn, M./Engerer, H., Unkonventionelle Gasressourcen unerwartet groß, DIW Wochenbericht 77(24), 2010, S. 10–14.

Abbildung 3.4



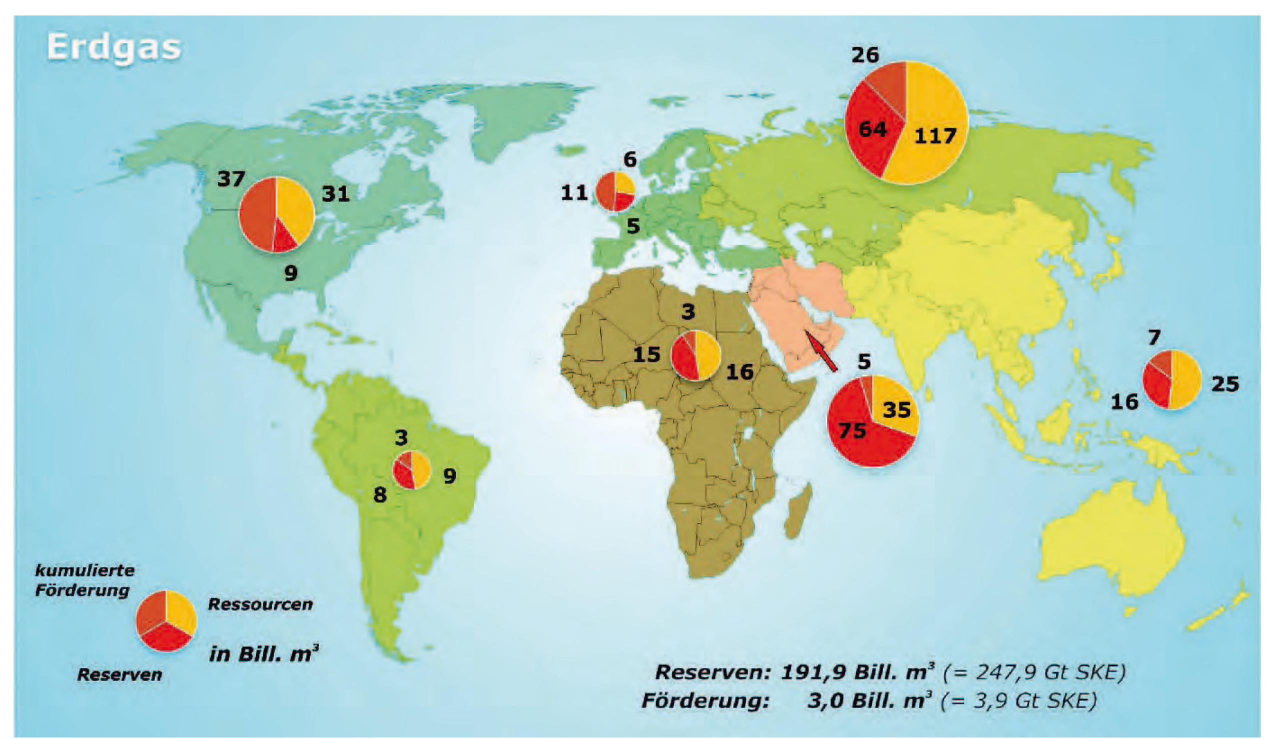
Deutsches Erdgasaufkommen nach Herkunftsländern 2009



Quelle: BDEW, Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung, Sommer 2009, S. 14

Abbildung 3.5

Erdgasförderung, -reserven und -ressourcen



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2010, 13. Dezember 2010, S. 20

Europa zukünftig eine nennenswerte Fördermenge zu erwarten ist, ist deshalb heute noch nicht abzusehen.[122] Wesentliches Hindernis für den Ausbau der Förderkapazitäten sind einerseits die gegenüber konventionellem Erdgas höheren Förderkosten, andererseits eine Reihe von Umweltrisiken, die mit dem Abbau der Ressource verbunden sind und einer wirtschaftlichen Förderung entgegenstehen könnten. Letzteres betrifft insbesondere den hohen Flächenverbrauch sowie Gefahren für Luft, Grundwasser und den gegenüber konventioneller Erdgasförderung höheren Ausstoß von Treibhausgasen. Die verstärkte Erschließung der nordamerikanischen Vorkommen etwa seit dem Jahr 2005 wird daher auch mit einer Lockerung von Umweltauflagen in Zusammenhang gebracht.[123]

118. Neben Schiefergas werden insbesondere Kohleflözgas, Aquifergas und Gashydrat zu den unkonventionellen Erdgasen gezählt. Zu den Kohleflözgasen zählt etwa das Grubengas, welches sich in Schächten infolge von Bergbautätigkeiten loslöst. Während der wirtschaftliche Abbau lange Zeit bezweifelt wurde, bestehen seit Ende der 1990er Jahre in Deutschland erste Absauganlagen, die das Grubengas einer energetischen Verwendung in Blockheizkraftwerken zuführen. Die Stromgewinnung aus Grubengas wird gemäß § 26 EEG mindestens mit einer nach Anlagengröße gestaffelten Festvergütung zwischen 4,16 und 7,16 ct/kWh gefördert. Beim Einsatz innovativer Technologien ist zudem ein Bonus möglich.[124]

Aquifergas und Gashydrat sind in Wasser und unter hohem Druck gelöste Gase. Aquifergas bildet sich in der Regel in sehr tief gelegenen Grundwasserschichten, während es sich bei Gashydrat um ein natürliches Gas handelt, welches in kristalliner Form im Wasser eingefangen vorzufinden ist. Trotz enormer Vorräte ist die wirtschaftliche Förderung beider Gase heute weder möglich noch abzusehen[125].

119. Neben Erdgasen werden vor allem in Deutschland zunehmend auch Biogase genutzt, die ähnliche Anwen-

[122] Im Rahmen des auf fünf Jahre angelegten Projektes „Niko“ ist die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe nun jedoch von der Bundesregierung mit einer Potenzialanalyse beauftragt worden. Vgl. Bohrungen in Deutschland, Zeitung für kommunale Wirtschaft, 31. Januar 2011, http://www.zfk.de/cms/Aktuelle_Ausgabe/Artikel_der_Woche/Bohrungen_in_Deutschland_6464.html [Abruf: 16. August 2011]; Spiegel Online, Schatzsuche im Schiefergestein, 2. April 2010, http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,688088,00. html; Rempel, H. u. a., a. a. O.

[123] Beispielsweise wurde im Jahr 2005 in den USA die Technologie der hydraulischen Rissbildung (Fracking) vom Safe Drinking Water Act (SDWA) ausgenommen.

[124] Zum Vergleich: Die fixe Vergütung von Solarstrom an oder auf Gebäuden für Anlagen bis einschließlich einer Leistung von 30 kW beträgt 28,74 ct/kWh (§ 33 EEG).

[125] Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Studie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2010, a. a. O., unter anderem S. 29.

dungseigenschaften wie Erdgas besitzen.[126] Biogase werden durch Vergärung von Biomasse in entsprechenden Anlagen gewonnen. In Biogasanlagen werden dazu vor allem tierische Exkremente (Hühner-, Schweine- und Rindermist bzw. -gülle) und speziell für die energetische Nutzung angebaute Pflanzen (z. B. Energiemais) genutzt. Die Biomasse wird in mehreren Phasen mikrobakterieller Umsetzungsprozesse in Biogas gewandelt, dessen Hauptkomponenten Methan (CH4) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) sind. Energetisch nutzbar ist nur das Methan. Der Methangehalt von Biogas für die Stromerzeugung beträgt je nach verwendeter Biomasse etwa 60 Vol.-Prozent und liegt damit unter dem von konventionellem Erdgas, der je nach Qualität zwischen 85 und 99 Vol.-Prozent schwankt. Biogas wird daher häufig genutzt, um nach einer Entschwefelung und Trocknung speziell vorbereitete Blockheizkraftwerke in direkter Nähe der Biogasanlage mit Antriebsenergie zu versorgen.

120. Eine Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist hingegen erst nach einer komplexeren Aufbereitung möglich, durch die der Energiegehalt von Bioerdgas auf denjenigen von normalem Erdgas angehoben wird. Nach der Aufbereitung hat das Biogas den Methangehalt, der für die Einspeisung in das entsprechende Erdgasnetz (L- oder H-Gas) notwendig ist, und kann wie normales Erdgas verwendet werden. Aufbereitetes Biogas wird deshalb auch Bioerdgas oder Biomethan genannt. Da der Aufbereitungsprozess kostenintensiv ist, lohnt sich die Einspeisung ins Erdgasnetz nur bedingt und hängt auch vor allem von der Größe der Anlagen ab.

121. Ein Vorteil der Energiegewinnung aus Biogas wird in der CO_2-Neutralität des Verfahrens gesehen. Energiepflanzen binden während ihres Wachstums über den Prozess der Fotosynthese mitunter mehr CO_2 aus der Atmosphäre, als sie im Rahmen ihrer energetischen Verwertung freisetzen. Die Stromgewinnung aus Biomasse wird gemäß § 27 EEG gefördert, ist nach Anlagengröße und weiteren Kriterien gestaffelt und beträgt mindestens 7,79 ct/kWh. Durch den Einsatz innovativer Technologien ist zudem ein Bonus möglich.[127] Die Einspeisung ins Erdgasnetz ist in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)[128] geregelt. Netzbetreiber müssen derartige Anlagen vorrangig an ihr Netz anzuschließen.[129] Die Kosten für den Netzanschluss sind grundsätzlich zu 75 Prozent vom Netzbetreiber und zu 25 Prozent vom Petenten zu tragen.[130] Bis zum 8. September 2010 wurden die Kosten hingegen noch hälftig geteilt.[131] Die Netzbetreiber sind weiterhin verpflichtet, Einspeiseverträge und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und Biogas vorrangig zu transportieren.[132]

3.2.2.2 Transport und Speicherbarkeit

122. Im kontinentalen Fern- und Nahbereich wird Gas in Rohrleitungen bzw. Pipelines transportiert. Der Gastransport in Pipelines erfordert den kontinuierlichen Einsatz von Verdichterstationen, die durch Reibung der Moleküle entstehende Druckverluste über die Distanz ausgleichen. Pipelines, die Erdgas über große Distanzen bzw. zwischen Kontinenten transportieren, werden Gasfernleitungsnetze genannt. Sie erfordern einen hohen Gasdruck von maximal etwa 80 bar. Die Verteilung des Gases an die Endkunden erfolgt hingegen durch kommunale Gasverteilnetze, die dazu in der Regel Mitteldruckleitungen (100 mbar bis 1 bar) oder Niederdruckleitungen (unter 1 bar) verwenden. Bei der Verbindung von Netzen unterschiedlicher Druckstufen kommen sog. Druckregelanlagen zum Einsatz.

123. Gaspipelines über mehrere Hundert Kilometer stellen eine wichtige Voraussetzung dar, um den europäischen und deutschen Gasbedarf decken zu können. Nur solche Förderländer, die an eine Pipeline mit entsprechender Kapazität angeschlossen sind, sind auch potenzielle Lieferanten für Pipelinegas nach Europa. Neben den bereits bestehenden Pipelinesystemen, die vornehmlich den Anschluss der Länder sicherstellen, die heute den Kern der europäischen Erdgasversorgung darstellen, sind eine Vielzahl neuer Pipelineprojekte geplant, die die zukünftige Versorgung sichern und eine Diversifikation der Anbieter ermöglichen sollen. Verschiedene wichtige Projekte befinden sich im Bau oder im Planungsstadium. Dazu gehört die Tauerngasleitung, die die Hochdrucknetze von Deutschland und Italien verbinden soll. Mit ihr ergäbe sich auch eine Anbindung Deutschlands an die italienischen LNG-Häfen. Die Fertigstellung wird bis 2017 erwartet. Wichtige Großprojekte sind zudem South Stream, Nord Stream und Nabucco (vgl. Tabelle 3.2).

124. Neben dem Transport über Pipelines kann Erdgas in verflüssigter Form (Liquified Natural Gas, LNG) in Tankern transportiert werden. Die Veränderung des Aggregatzustands des Erdgases erfolgt in Verflüssigungsstationen, die das Gas von verschiedenen Komponenten befreien und auf -161,5° C abkühlen.[133] Das auf diese Weise verflüssigte Erdgas schrumpft so auf etwa 1/600 seines ursprünglichen Volumens, wodurch der Transport in Tankschiffen stark erleichtert wird. An sog. LNG-Terminals werden die Tanker entladen, und das Gas wird nach

[126] Eine einheitliche physikalische Definition für Biogas gibt es nicht. Gemäß § 27 Absatz 5 EEG wird Biogas als Gas bezeichnet, welches „durch anaerobe Vergärung“ und damit ohne Zusetzen von Sauerstoff gewonnen wurde. Anknüpfend an § 27 EEG muss die zur Biogaserzeugung verwendete Biomasse zudem den Vorgaben der Biomasseverordnung entsprechen.

[127] Handelt es sich um Biogas-KWK-Anlagen, dann ist eine Förderung nach Erneuerbare-Energien-Gesetz und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zudem nur alternativ möglich (§ 2 Satz 2 KWKG). Sofern eine Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz erfolgt, erhöht sich aber gemäß § 27 Absatz 4 Nummer 3 EEG bei aus Biomasse erzeugtem Strom die EEG-Förderung um 3 ct/kWh, wenn der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird (KWK-Bonus).

[128] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen vom 3. September 2010, BGBl. I S. 1261.

[129] Vgl. § 33 Absatz 1 Satz 1 GasNZV.

[130] Vgl. § 33 Absatz 1 Satz 2 und 3 GasNZV.

[131] Vgl. § 41c GasNZV a.F.

[132] Vgl. § 34 Absatz 1 Satz 1 GasNZV.

[133] Der genaue Siedepunkt ist abhängig von der Zusammensetzung des Erdgases und dem bestehenden Druck. Die Temperatur von -161,5° C entspricht dem Siedepunkt von Methan unter atmosphärischem Druck.

Tabelle 3.2

Wichtige Großpipelineprojekte im Vergleich

Eigenschaften	Nabucco	South Stream	Nord Stream
Eigentümer	Nabucco Gas Pipeline International GmbH. Anteilseigner sind zu jeweils 16,67 % BEH (Bulgarien), BOTAS (Türkei), MOL (Ungarn), OMW (Österreich, RWE (Deutschland) und Transgaz (Rumänien)	South Stream AG, gehalten durch die Gründer Gazprom (Russland) und Eni (Italien) und die später eingestiegene französische EDF	OAO Gazprom (russische Aktiengesellschaft, Mehrheit in der Hand des russischen Staates) zu 51 %, Wintershall Holding zu 15,5 %, E.ON Ruhrgas AG zu 15,5 %, N.V. Nederlandse Gasunie zu 9 %, GDF SUEZ S.A. zu 9 %1-260
Transitländer/ Regionen	Die Pipeline beginnt an der georgisch-türkischen Grenze sowie an der irakisch-türkischen Grenze und führt über die Türkei, Bulgarien, Rumänien, Ungarn und endet in Österreich.	Eine konkrete Route wurde noch nicht festgelegt. Voraussichtlich wird die Pipeline von Russland über das Schwarze Meer nach Bulgarien gebaut werden. Falls ein Ausbau mit Süditalien als Ziel entschieden wird, bildet sich in Bulgarien die erste Abzweigung, (1) von Griechenland über das Adriatische Meer nach Süditalien und (2) über Serbien nach Ungarn, wo sich eine zweite Abzweigung ergeben könnte. Ein Weg ginge dann direkt nach Österreich, der andere ginge über Slowenien nach Österreich, z. B. um Norditalien zu beliefern.	Von der russischen Küste direkt ins Meer über die Ostsee (durchquert Seegebiete, welche ausschließliche Wirtschaftszonen Schwedens, Finnlands und Dänemarks sind) nach Deutschland
Zielländer	Westeuropa	Italien, Westeuropa und die Transitstaaten	Westeuropa
(Potenzielle) Gaslieferanten	Mittlerer Osten (Iran, Irak), Ägypten und kaspische Region (vor allem Aserbaidschan Turkmenistan)	Russland, kaspische Region	Russland
Wie weit vorangeschritten?	Unterzeichnung eines Rahmenabkommens zwischen den fünf beteiligten Transitstaaten am 13. Juli 2009; voraussichtlicher Baubeginn: Ende 2012	Potenzielle Transitländer und deren Gasunternehmen haben Abkommen über die Kooperation und den Bau unterschrieben (2009). Zurzeit: Durchführbarkeitsuntersuchungen des Pipelinebaus	Im Bau
Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ende 2015	2015	Erster Leistungsstrang Ende 2011; zweiter Leistungsstrang in 2012
Transportkapazität	31 Mrd. m³/Jahr	63 Mrd. m³/Jahr, die stufenweise erreicht werden sollen (vgl. Nord Stream)	55 Mrd. m³/Jahr, sobald beide Leistungsstränge aktiv sind

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf den Angaben der Projektwebseiten: http://www.nabucco-pipeline.com; http://south-stream.info; http://www.nord-stream.com [Abruf: 25. Februar 2011]

der Rückumwandlung in Regasifizierungsanlagen wieder den Pipelinenetzen zugeführt.

125. Verflüssigung und Regasifizierung von Erdgas sind kostenintensive Prozesse und verteuern somit den Gastransport mit Tankschiffen gegenüber dem Transport in Rohrleitungen um einen signifikanten Anteil. Hinzu kommen relative Kostenaufschläge durch Umwandlungsverluste. Etwa 12 bis 18 Prozent der vor der Verflüssigung gespeicherten Energie gehen bei Umwandlung und Transport verloren.[134] Vor allem aus diesem Grund hat der LNG-Gasimport in Europa lange Zeit ein Nischendasein gegenüber dem Pipelinetransport geführt. Besonders auf großen Distanzen wird der LNG-Transport wirtschaftlich relevant, da der mögliche Preisvorteil der Verschiffung gegenüber dem Rohrleitungstransport dann die hohen Fixkosten der Verflüssigung und des Energieverlustes ausgleichen können. Steigende Rohstoffpreise und eine veränderte Angebotsstruktur haben jedoch dazu geführt, dass auch das durch Rohrleitungen bereits gut angebundene Europa seinen Gasbedarf heute zu deutlich größeren Anteilen aus LNG deckt. Viele Länder außerhalb Europas, die nicht durch Pipelineanbindungen aus den großen Erzeugerstaaten versorgt werden – vor allem viele asiatische Staaten – sind hingegen auf eine Versorgung mit LNG angewiesen.

126. Die Bedeutung des LNG in Europa wächst zurzeit sehr schnell. Der Anteil von LNG an den Gasimporten der Europäischen Union gegenüber in Rohrleitungen transportiertem Erdgas ist von 13 Prozent im Jahr 2008 auf 19 Prozent im Jahr 2009 gestiegen. Größte Lieferanten der Europäischen Union waren im Jahr 2009 Algerien (30 Prozent aller LNG-Importe), Katar (25 Prozent) und Nigeria (17 Prozent).[135] Im Zuge der steigenden Bedeutung von LNG wurden und werden weiterhin die Verdampfungskapazitäten in Europa stark ausgeweitet (vgl. Abbildung 3.6). Wichtige Terminalprojekte sind beispielsweise Gate in Rotterdam (Niederlande) und OLT in Livorno (Italien). Ein deutsches LNG-Terminal existiert bisher nicht. Planungen zum Bau eines Terminals in Wilhelmshaven wurden 2008 aufgegeben. Entsprechende Grenzübergangskapazität vorausgesetzt, ist aber in Deutschland der Bezug von LNG, z. B. aus den Niederlanden, möglich.

127. Erdgas besitzt die physisch bedeutende Eigenschaft der Speicherbarkeit in über- und unterirdischen Anlagen und grenzt sich in diesem Punkt vom Stromsektor ab, in dem Möglichkeiten zur Speicherung nur durch Energieumwandlung gegeben sind. Als Erdgasspeicher dient auch das Rohrleitungsnetz, das aufgrund unterschiedlicher zulässiger Drucke überschüssige Gasmengen aufnehmen kann, um sie später wieder abzugeben. Speicher können das verfügbare Gasangebot ergänzen. Durch die Speicherbarkeit lassen sich Gasmengen in einem gewissen, allerdings beschränkten Umfang zum tages- und jahreszeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage vorhalten. Die Nachfrage nach Erdgas durch Endkunden ist beispielsweise bei der Wärmeerzeugung saisonalen Unterschieden unterworfen. Tendenziell werden Einspeisungen deshalb in den Sommer- und Ausspeisungen überwiegend in den Wintermonaten vorgenommen. Die mit der oszillierenden Nachfrage verbundenen preislichen Schwankungen machen die Speicherung wirtschaftlich.

128. Bei den wichtigsten Gasspeichertypen handelt es sich um Untertagespeicher, für die zwei wesentliche Typen, Kavernenspeicher und Porenspeicher, zu unterscheiden sind. Kavernen sind unterirdische Hohlräume, die mit Gas befüllt werden. In Porenspeichern wird Gas hingegen von porösem Gestein aufgenommen, insbesondere von Kalk- und Sandsteinschichten, die früher selbst Erdgas enthalten haben. Durch die natürlichen Fließwege im Porenraum der Speichergesteine sind sie in der Regel weniger spontan abrufbar als Kavernenspeicher. Sie eignen sich deshalb besonders zur Abdeckung der saisonalen Grundlast. Das Gesamtvolumen eines Speichers setzt sich zusammen aus Arbeitsgasvolumen und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Volumen, wohingegen als Kissengas die verbleibende Restgasmenge bezeichnet wird, die den Mindestdruck aufrechterhält. Das Gesamtvolumen an Untertagespeicherkapazität betrug im Jahr 2008 30,1 Mrd. m^3, sodass etwa 30,9 Prozent des deutschen Erdgasgesamtverbrauchs von 97,3 Mrd. m^3 maximal speicherbar waren.[136]

3.2.3 Wettbewerb und Wertschöpfung auf Gasmärkten

3.2.3.1 Die Distributionsstufen in der Gaswirtschaft

129. Ein wichtiges Ziel der Liberalisierung der Gasmärkte ist es, die Bedingungen für eine wettbewerbliche Entwicklung auf den Handelsstufen mit Erdgas einzuleiten. Hierzu ist das Monopol einzelner Unternehmen bei der Versorgung mit Erdgas auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen im Idealfall durch wettbewerbliche Märkte zu ersetzen, auf denen sowohl auf Anbieter- als auch auf Nachfragerseite eine Vielzahl alternativer Akteure konkurriert. Die Wertschöpfungskette für die Versorgung mit Erdgas lässt sich grob in die Stufen Förderung, Großhandel, Endkundenvertrieb unterteilen.

130. Ist die Voraussetzung eines Zugangs zu den Leitungsinfrastrukturen gegeben, kann die Wertschöpfung durch die Erdgasdistribution von den Förderstätten bis zu den Endkunden erfolgen. Auf der Förderstufe agieren verschiedene große Produzenten von Erdgas, häufig mit Sitz in den Staaten, die über hohe Erdgasvorkommen verfügen. Weil Deutschland 85 Prozent seiner Erdgasnachfrage aus Importen decken muss, ist es zur Befriedigung der eigenen Nachfrage auf ausländische Erdgaslieferungen angewie-

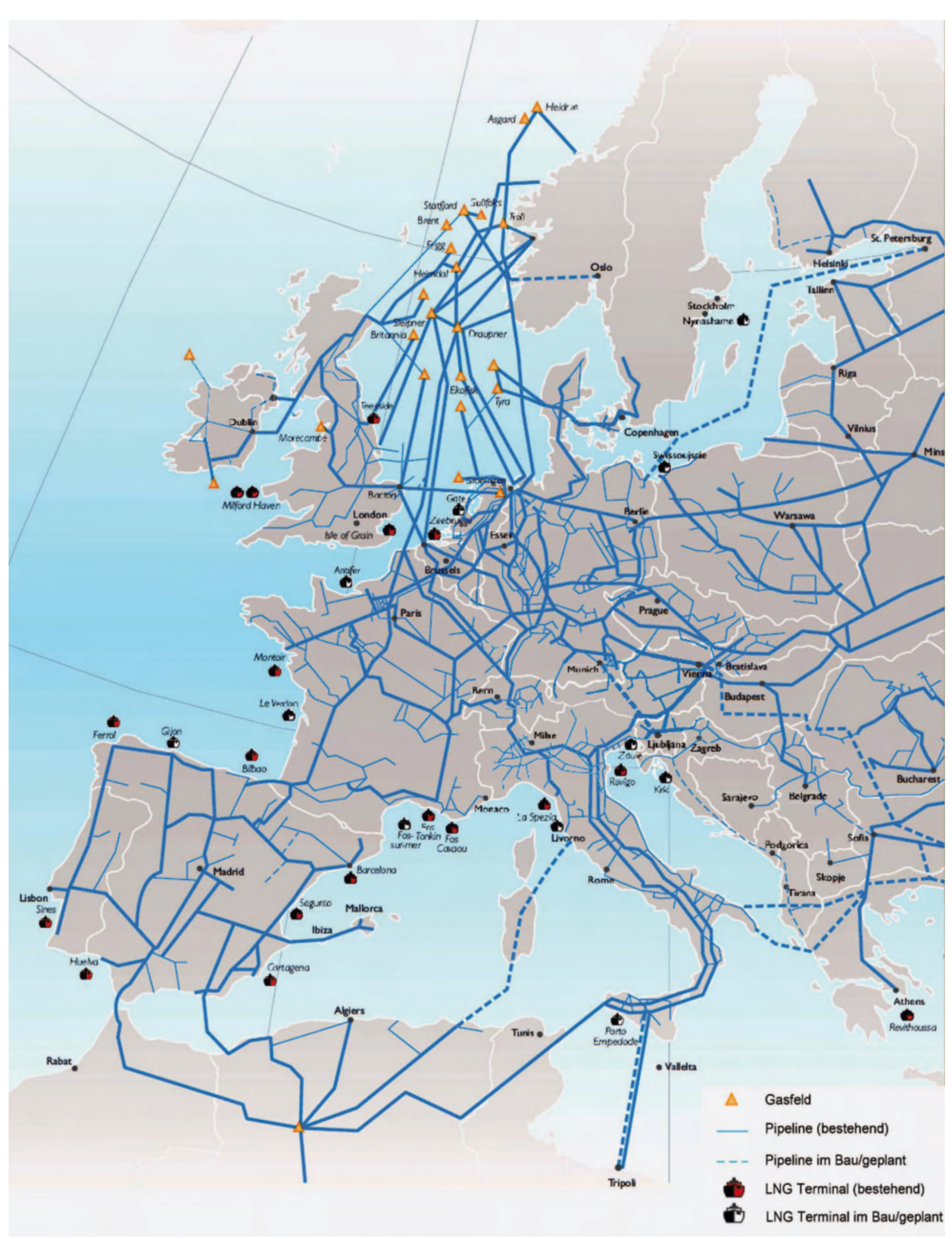
[134] Hierbei handelt es sich insbesondere um Wärmeverluste, da ständig ein gewisser Anteil des tiefgekühlten LNG verdampft (*Boil-Off-Gas*, BOG). BOG, das auf LNG-Tankern entsteht, ist entfernungsabhängig und wird meist zum Antrieb der Schiffe durch Gasturbinen genutzt. Starken Schwankungen unterliegt zudem die erheblichere Menge, die bei LNG-Produktions-Anlagen und LNG-Regasifizierungsstationen anfällt.

[135] Vgl. Eurogas, Statistical Report 2010, S. 9.

[136] Vgl. Sedlacek, R., Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, Erdöl Erdgas Kohle 125(11), 2009, S. 412–426, 414 f.

Abbildung 3.6

Pipelineanbindungen und LNG-Terminals in Europa



Quelle: Eurogas, Statistical Report 2010, S. 14

sen. Wichtiger Faktor für die infrage kommenden Exportländer ist die räumliche Nähe zu Erdgasreserven, da der Transport des Gases über die Distanz zunehmende Kosten verursacht. So sind die Vereinigten Staaten beispielsweise der zweitgrößte Produzent von Erdgas weltweit; gleichzeitig besitzt das Land jedoch auch die weltweit höchste Nachfrage nach Erdgas. Aufgrund der hohen Distributionskosten lohnt eine eigene Verwendung des Gases eher als ein Export, sodass die eigene Erdgasförderung de facto nur zu einem sehr geringen Anteil exportiert wird. Dies erklärt, warum weltweit häufig großregionale Erdgasmärkte angenommen werden, in denen die Exportländer über Pipelines zunächst leichter erreichbare Nachbarstaaten beliefern. Eine Ausnahme bildet die LNG-Versorgung, durch die auch große Distanzen überwunden werden können.

131. Zur Distribution des von Erdgasförderunternehmen gewonnenen Gases an Erdgaskunden in Deutschland sind in der Regel Zwischenhändler beteiligt, die das eingekaufte Gas z. B. an Weiterverteiler bzw. Vertriebsgesellschaften veräußern. Akteure auf diesen mittleren Distributionsstufen sind sowohl Ferngasgesellschaften mit und ohne Direktzugang zur Produktionsstufe als auch reine Händler, die Marktungleichgewichte für Arbitragegeschäfte nutzen. Die Distributionskette zwischen Produzenten und Endkunden kann dabei mehrstufig sein; so sind Ferngasgesellschaften ohne direkten Bezug bei Gasfördergesellschaften darauf angewiesen, bei Gesellschaften mit Direktbezug erhebliche Liefermengen zu erwerben. Alle hier tätigen Unternehmen bilden die Großhandelsebene auf dem deutschen Gasmarkt. Großhändler handeln Gas insbesondere im außerbörslichen OTC-Handel. Neben dem OTC-Handel gewinnt auch der Handel mit Gas an der deutschen Energiebörse EEX in Leipzig zunehmend an Bedeutung. Wichtige Handelspunkte für Gas werden auch als Hubs bezeichnet. Diese physischen Handelsplätze bezeichnen einen Übertragungspunkt, an dem sich verschiedene Gasleitungen kreuzen oder Leitungsnetze verschiedener Unternehmen aufeinandertreffen. Von dieser klassischen Form eines Handelspunktes abweichend wird Gas z. B. in Deutschland an virtuellen Handelspunkten innerhalb bestimmter Marktgebiete gehandelt. Dabei spielt die physische Position des gehandelten Gases innerhalb des jeweiligen Gebietes keine Rolle.

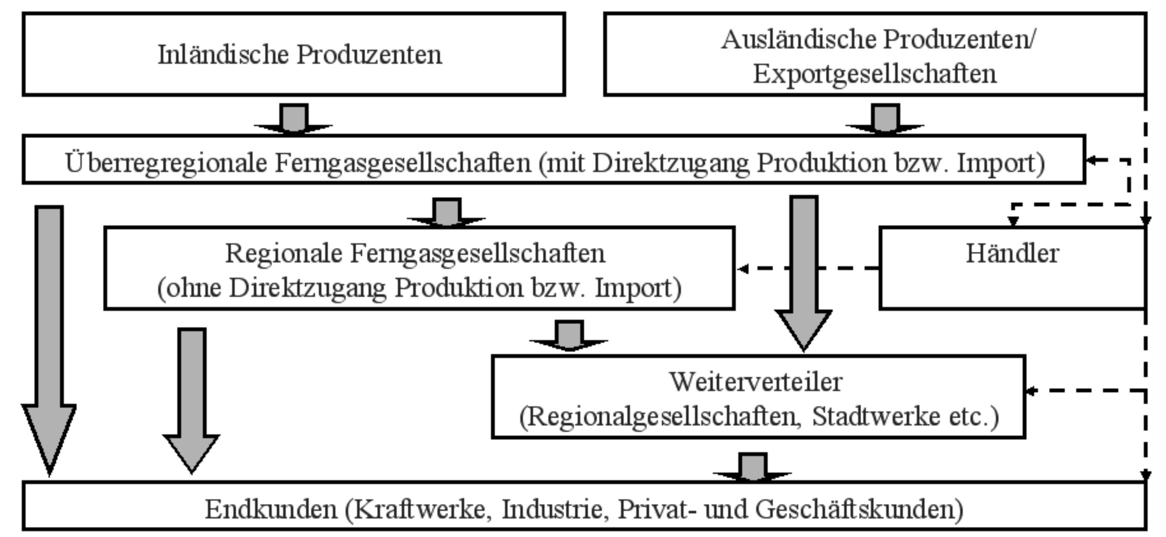
132. Im Endkundenvertrieb von Gas sind in Deutschland sowohl lokale Weiterverteiler, insbesondere Stadtwerke, als auch regionale Vertriebsgesellschaften, häufig Töchter von vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmen, aktiv. Sie bieten die Belieferung von Erdgas heute sowohl Haushalts- als auch Industriekunden an, sodass vielen Kunden grundsätzlich die Wahl eines Gaslieferanten obliegt. Insbesondere größere Industriekunden kaufen auch Gas direkt bei Akteuren der Großhandelsstufen ein, sodass die Distributionskette im deutschen Gasmarkt nicht grundsätzlich einheitlich ist. Abbildung 3.7 stellt die Tätigkeitsfelder und Verbindungen der Marktakteure auf den Produktions- und Handelsstufen der deutschen Gaswirtschaft dar.

3.2.3.2 Wettbewerb in Gasnetzen

133. Vor der wettbewerblichen Liberalisierung der Gasmärkte war die Möglichkeit für Unternehmen, auf den Märkten für die Distribution von Gas tätig zu werden, stark eingeschränkt, da insbesondere der Netzzugang durch unterschiedliche Nutzer zu diesem Zeitpunkt noch nicht geregelt war. Um einen funktionsfähigen Wettbe-

Abbildung 3.7

Struktur der deutschen Gaswirtschaft



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Schiffer, H.-W., Energiemarkt Deutschland, 10. Aufl., Köln 2008, S. 170

werb von Händlern in ein und demselben Gasnetz zu schaffen, ist hingegen ein umfassendes Konzept zur Steuerung des Netzzugangs erforderlich.

134. Eine grundlegende Voraussetzung für den Wettbewerb unterschiedlicher Gasversorger und Händler wird in der Möglichkeit des Zugriffs zahlreicher Akteure auf die bestehenden Gasleitungsnetze gesehen. Ökonomische Grundlage ist, dass die Errichtung vollständig paralleler Gasnetze durch verschiedene Anbieter weder als effizient noch als realistisch eingeschätzt wird. Daher werden die Leitungsnetze für Erdgas in vielen Fällen als sog. natürliche Monopole betrachtet.[137] Funktionsfähiger Wettbewerb benötigt eine Regulierung des Zugangs zu den Fernleitungs- und Verteilnetzen, mit dem Zweck, die Bedingungen für einen funktionsfähigen Wettbewerb auf den nachgelagerten Ebenen zu schaffen.

135. In Deutschland wurden die grundlegenden Voraussetzungen für einen Wettbewerb in den hiesigen Gasnetzen erstmals durch die Liberalisierung des deutschen Strom- und Gasmarktes mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes zum 1. April 1998 geschaffen. Zahlreiche gravierende Wettbewerbshemmnisse – insbesondere das von der Monopolkommission bereits früh kritisierte Modell des verhandelten Netzzugangs[138] – haben jedoch dazu geführt, dass sich tatsächlich erst mit der erneuten Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2005 wichtige Bedingungen für einen lebhafteren Wettbewerb auf diesen Märkten eingestellt haben. Im Anschluss haben verschiedene weitere Gesetze und mehrere Festlegungen der Bundesnetzagentur diese Bedingungen im Wesentlichen weiter verbessert.

136. Das Regulierungskonzept in Deutschland greift dabei auf die traditionellen Vorgehensweisen einer parallelen Zugangs- und Entgeltregulierung sowie eines Unbundlings integrierter Versorgungsunternehmen zurück: Netzbetreiber in Deutschland müssen Gastransporteuren danach Zugang zu ihrem Leitungsnetz gewähren, wofür sie ein Zugangsentgelt erhalten. Der genaue Ablauf eines funktionsfähigen parallelen Zugriffs auf das Leitungsnetz durch verschiedene Gaslieferanten wird durch die Regulierung des Netzzugangs geregelt (Zugangsregulierung). Die für die Nutzung des Leitungsnetzes erhobenen Entgelte werden zudem von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung festgesetzt (Entgeltregulierung). Gleichzeitig sind integrierte Energieversorgungsunternehmen – also solche, die sowohl Handel treiben als auch eigene Netze besitzen – rechtlich und organisatorisch zu trennen, um den Schutz vor einer Diskriminierung dritter Transporteure beim Zugriff auf die Netzkapazitäten zu verbessern und Anreize zu einer effizienten Netzentwicklung zu setzen (Unbundling).

137. Der freie Zugang zu den Gasnetzen erfordert eine Vielzahl von Detaillösungen zu unterschiedlichen Problemen wie Kapazitätszuweisung, Engpassmanagement und Handelszeitpunkten. Ein wichtiges Grundkonzept offener Gasmärkte ist die Zuweisung des im Netz befindlichen Gases zu einzelnen Transportkunden. In deutschen Gasnetzen wird dazu nur der Anteil an Gas erfasst, den ein Transportkunde innerhalb bestimmter Zonen hält. Innerhalb dieser Zonen unterliegt der Handel mit Gas keinen wirksamen Restriktionen, weshalb es sich bei ihnen um wichtige Handelsbereiche handelt, die in Deutschland als Marktgebiete bezeichnet werden. Grundlage der Marktgebiete in Deutschland ist der Zusammenschluss einer Reihe von Betreibern von Gasversorgungsnetzen. Innerhalb eines solchen Gebietes können die Akteure auf den Distributionsmärkten Gas ohne Berücksichtigung von Engpässen handeln. Der Transport von Gas innerhalb dieser Zonen erfolgt durch ein System der Benennung von Ein- und Ausspeisemengen so wie -punkten (Entry-/Exit-System). Innerhalb der Marktgebiete muss ein Gaslieferant zudem darauf achten, den betreffenden Netzen stets die Menge an Gas zuzuführen, die er oder seine Kunden den Netzen entnehmen, ohne dass es sich bei der entnommenen Menge physisch auch um das vom Gaslieferanten zugeführte Gas handeln muss. Dazu findet eine Bilanzierung statt, durch die der Lieferant Einspeisungen und Ausspeisungen in das Netz ausgleicht. Für die Nutzung der Gasnetze wird eine Gebühr erhoben, die unabhängig von der Entfernung der Ein- und Ausspeisepunkte ist.

138. Die Bildung von Marktgebieten auf den deutschen Energiemärkten führt dazu, dass – im Gegensatz zu den liberalisierten Märkten für Elektrizität – der Transport und Handel von Gas durch die räumlichen Grenzen der Marktgebiete stets beschränkt bleibt. Der deutsche Gasmarkt teilt sich auf diese Weise in verschiedene räumlich festgelegte Einzelmärkte. Obwohl die Zahl der Marktgebiete in den vergangenen Jahren stark gesunken ist, existieren heute (Stand: Juli 2011) noch drei Marktgebiete, die sich sowohl räumlich als auch qualitativ differenzieren.[139] Der Transport von Gas einer bestimmten Qualität von einem Marktgebiet in ein anderes ist möglich, bedarf aber Übergangskapazitäten, die knapp sind und mit einem bestimmten Kostenaufwand gebucht werden müssen. Daraus erklärt sich, dass die Handelspunkte in unterschiedlichen Marktgebieten keine vergleichbar hohe Liquidität aufweisen, sodass eine schnelle Wettbewerbsentwicklung im Hinblick auf diese Voraussetzungen gestört bleibt. Tatsächlich wird beispielsweise für nur zwei Marktgebiete, NetConnect Germany (NCG) und Gaspool, der individuelle Gaspreis auch an der deutschen Energiebörse EEX gehandelt.

139. Die drei deutschen Marktgebiete differenzieren sich zum einen in die seit dem 1. Oktober 2009 in dieser Form bestehenden Marktgebiete von Aequamus (L-Gas) und Gaspool (H-Gas), zum anderen in das Marktgebiet NetConnect Germany (NCG), das durch den Zusammenschluss mit den früheren Marktgebieten von Open Grid Europe L-Gas, Thyssengas H-Gas und Thyssengas L-Gas zum 1. April 2011 nun erstmals qualitätsübergreifende Transporte (H- und L-Gas) ermöglicht (Darstellung mit sechs Marktgebieten bis 31. März 2011, vgl. Abbildung 3.8).

---

[137] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 434 ff.

[138] Vgl. Monopolkommission, Netzwettbewerb durch Regulierung, Hautgutachten 2000/2001, Baden-Baden 2003, Tz. 868 ff.

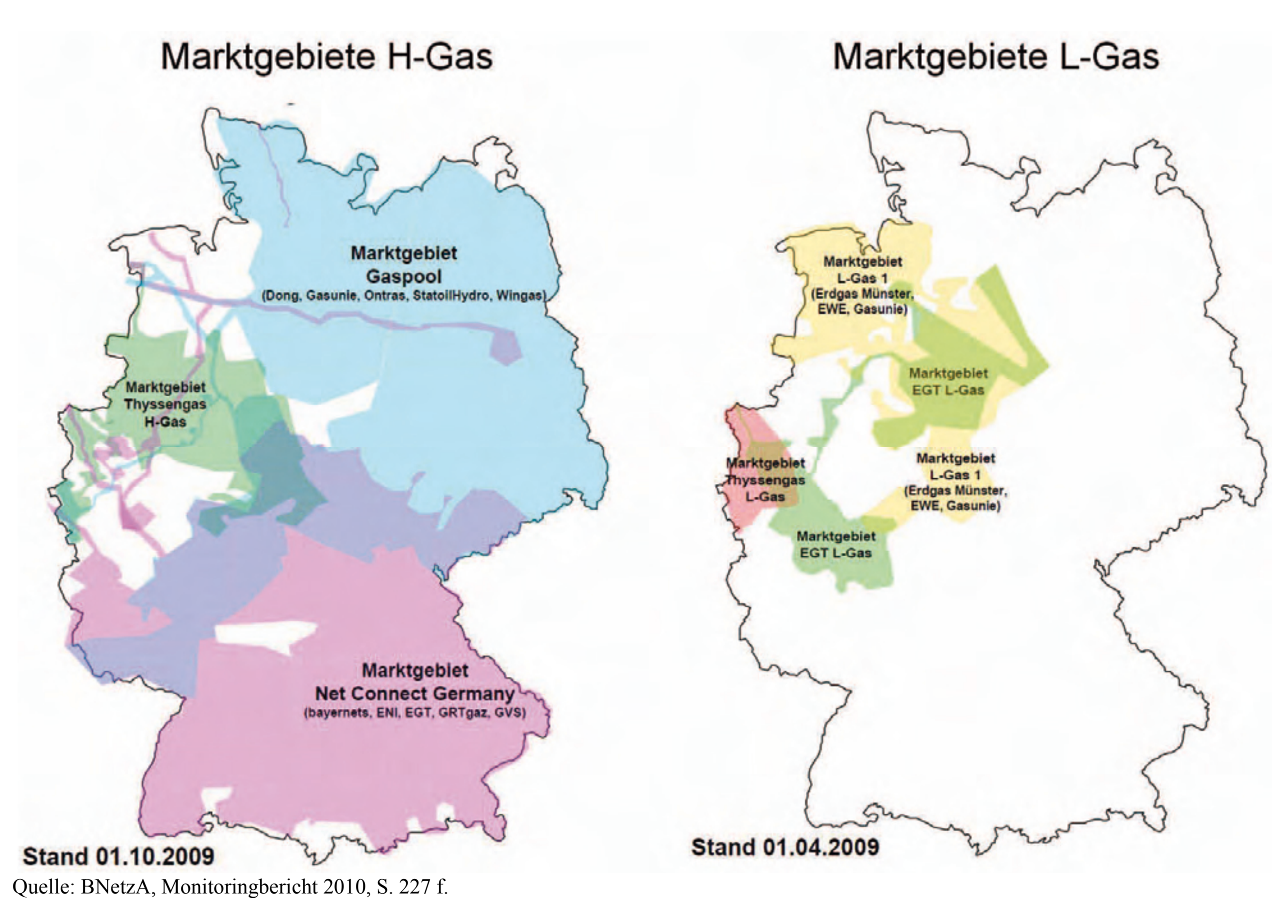
[139] Vgl. Abbildung 4.1 in Abschnitt 4.1.1.1.

Betreiber der Marktgebiete sind jeweils die örtlichen Ferngasnetzgesellschaften. Die Netzgesellschaften Bayernets GmbH, Eni Gas Transport Deutschland S.p.A., Open Grid Europe GmbH (ehemals E.ON Gastransport, EGT), GRTgaz Deutschland GmbH (GDF Netz), GVS Netz GmbH und Thyssengas (ehemals RWE) betreiben das H-Gas-Marktgebiet NetConnect Germany (NCG). Das H-Marktgebiet Gaspool schließt die Netze der Betreiber DONG Energy Pipelines GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (sein H-Gas-Netz), ONTRAS – VNG Gastransport GmbH, WINGAS TRANSPORT GmbH und Statoil Deutschland Transport GmbH ein. Das verbleibende L-Gas-Marktgebiet von Aequamus wird von den Netzbetreibern Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG, EWE NETZ GmbH und Gasunie Deutschland Transport Services GmbH gehalten.

140. Die Regulierung der deutschen Erdgasmärkte hat zum Ziel, liquide Märkte mit verschiedenen Anbietern und günstigen Wettbewerbsvoraussetzungen zu schaffen. Tatsächlich ist dabei durch den Regulierer jedoch eine Vielzahl von Funktionsmechanismen vorzugeben, die eine Vorstellung von effizienten Marktbedingungen voraussetzen. Das Regulierungsdesign muss daher ein Referenzmodell eines effizienten Zielmarktes und Handels verfolgen, da sich zwischen unterschiedlichen Vorstellungen erhebliche Zielkonflikte ergeben. So wird heute beispielsweise insbesondere dem Day-ahead-Spotmarkt eine besondere Bedeutung für eine Effizienz steigernde Wettbewerbsentwicklung beigemessen, wodurch andere Regulierungsvorgaben gewählt werden als bei einer Fokussierung auf die Märkte mit anderen Kontraktlaufzeiten. Das Konzept für wettbewerbliche Erdgasmärkte mit verschiedenen Händlern und Transporteuren von Erdgas ist daher hochgradig abhängig von einem entsprechend effizienten Marktdesign, aus dem sich letztlich die Marktbedingungen und die Aktivität verschiedener Anbieter und Nachfrager ableiten. Hier sind neben der Frage nach den effizienten Bedingungen eines Wettbewerbs im deutschen Gasnetz auch die Aspekte einer europäischen Marktregulierung zu bedenken, da sich sowohl effiziente als auch funktionsfähige Gasmärkte möglicherweise nicht auf die Grenzen einzelner Staaten beschränken lassen.

Abbildung 3.8

Marktgebiete für H-Gas und L-Gas-Qualitäten in Deutschland vor dem 1. April 2011



Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 227 f.

3.3 Wettbewerbsrechtliche Abgrenzung relevanter Strom- und Gasmärkte

141. Eine Analyse der Wettbewerbsverhältnisse in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft erfordert in einem ersten Schritt stets genaue Kenntnisse über die tatsächlich im Wettbewerb stehenden Anbieter und Nachfrager. Denn nur unter Beachtung der jeweils relevanten Wettbewerbsbeziehungen können Rückschlüsse auf den Verhaltensspielraum der auf diesem Markt tätigen Unternehmen gezogen und die bestehenden Marktverhältnisse bewertet werden. Von unmittelbarer Bedeutung ist die Marktabgrenzung für die wettbewerbsrechtliche Prüfung, wenn die Auswirkungen von Zusammenschlüssen oder der potenzielle Missbrauch von Marktmacht von den ausführenden Behörden – in der Energiewirtschaft in Deutschland insbesondere vom Bundeskartellamt – zu bewerten sind.

3.3.1 Gegenwärtige Praxis zur Abgrenzung der relevanten Märkte

142. Aufgrund der kartellrechtlichen Kontrolle der deutschen Energiewirtschaft hat sich mit den Entscheidungen des Bundeskartellamtes heute eine Praxis zur Abgrenzung der sachlich und räumlich relevanten Märkte entwickelt. Die sachliche Marktabgrenzung orientiert sich vor allem an der vertikalen Wertschöpfungskette der deutschen Strom- und Gaswirtschaft. Darunter fallen eine oder mehrere Handelsstufen in den Bereichen Erzeugung (bei Strom), Distribution und Endkundenmärkte. Auf den einzelnen vertikal abgegrenzten Marktstufen bestimmt das Amt aus horizontaler Perspektive teilweise weitere eigenständig relevante Märkte.

143. Im Stromsektor differenziert das Bundeskartellamt danach die sachlich relevanten Märkte wie folgt:

– Die Erzeugerstufe umfasst sämtliche, dem deutschen Markt zur Verfügung stehenden Elektrizitätsmengen, die entweder in Deutschland selbst erzeugt oder aus dem Ausland nach Deutschland importiert wurden.

  a) Der so abgegrenzte Markt für den Erstabsatz physisch produzierter Strommengen stellt dabei eine angebotsorientierte Marktabgrenzung dar. Bis 2006 hatte das Bundeskartellamt noch einen bundesweiten Markt für die Belieferung von Weiterverteilern mit Elektrizität zugrunde gelegt und damit die Nachfragerseite in den Vordergrund gestellt.

  In seiner Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel hat das Bundeskartellamt weiterhin deutlich gemacht, dass es zukünftig zwei zusätzliche Märkte der Stromerzeugung eigenständig abgrenzen wird. Dabei handelt es sich einerseits um

  b) die Erzeugung und Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien (EEG-Strom),

  andererseits um

  c) die Vermarktung von Erzeugungskapazitäten als Regelenergie.

– Der Distributionsstufe sind sämtliche Unternehmen zuzurechnen, die mit Strom handeln, ihn verkaufen oder auch nicht zum eigenen Verbrauch kaufen. Auf diesem Markt agieren neben traditionellen Weiterverteilern (Stadtwerken bzw. Regionalversorgern) auch unabhängige Händler sowie die integrierten Energieversorgungsunternehmen, die sich über konzerneigene Stadtwerke und Regionalversorger sowie über spezifische Tochtergesellschaften am Handel beteiligen. Insbesondere im Terminhandel sind ferner auch Energiehändler und Banken auf dieser Stufe tätig. Eine konkrete Abgrenzung verschiedener sachlich relevanter Märkte auf der Großhandelsstufe über den Erstabsatzmarkt hinaus war nach Auffassung des Bundeskartellamtes bis heute nicht erforderlich.[140] Auch im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel hat das Amt auf eine Konkretisierung der sachlichen Marktabgrenzung auf dieser Stufe verzichtet.[141]

– Der Endkunden- bzw. Letztverbraucherstufe sind nahezu sämtliche Stromkunden zuzurechnen, die Strom zum eigenen Verbrauch nachfragen. Das Bundeskartellamt differenziert auf dieser Ebene verschiedene sachlich relevante Märkte im Hinblick auf die unterschiedlichen Nutzungsgewohnheiten der Endkunden. Das Amt sieht hier unterschiedliche wettbewerbliche Voraussetzungen für die Belieferung von industriellen bzw. gewerblichen Großkunden einerseits und Haushalts- und Kleingewerbekunden (HuK-Kunden) andererseits gegeben. Der Markt für HuK-Kunden wird zudem weiter differenziert.

  a) Als Großkunden werden solche Kunden angenommen, deren Belieferung nach einer ständigen registrierten Leistungsmessung erfolgt (RLM-Kunden).[142] Großkunden treten zudem auch selbst als Nachfrager auf Großhandelsmärkten auf.

  b) Demgegenüber decken HuK-Kunden ihren Strombedarf im Wesentlichen bei lokalen Weiterverteilern. Charakteristisch ist, dass die Tagesverbräuche von HuK-Kunden nicht über eine registrierte Leistungsmessung, sondern über ein Standardlastprofil (SLP)[143] abgerechnet werden (SLP-Kunden). Die in den letzten Jahren zu beobachtenden Entwicklungen auf dem Markt für die Belieferung von SLP-Kunden waren für das Bundeskartellamt Anlass, die heterogene Nachfragergruppe der nach Standardlastprofil abgerechneten

---

[140] Ausführlich zu den angeführten Gründen Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 142.

[141] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromgroßhandel/Stromerzeugung, a. a. O., S. 16 f. mit detaillierten Ausführungen, S. 71.

[142] Bei einer registrierten Leistungsmessung wird mit einem dafür geeigneten Zähler regelmäßig die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitabschnitt, der im Regelfall 15 Minuten beträgt, gemessen, sodass über einen Tag der mittlere Leistungswert einer jeden Viertelstunde erfasst und gespeichert werden kann.

[143] § 12 Absatz 1 StromNZV regelt, dass die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen für die Abwicklung der Stromlieferung an Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100 000 kWh (wie beispielsweise Gewerbe, Haushalte, Landwirtschaft; § 12 Absatz 2 Nummer 1 bis 3 StromNZV) im Regelfall vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile) anzuwenden haben, die eine registrierende Lastgangmessung nicht erfordern.

Kunden weiter aufzuteilen. Auf der Letztverbraucherstufe differenziert das Bundeskartellamt – erstmals bei der Prüfung des Zusammenschlussvorhabens Integra/Thüga[144] – in sachlicher Hinsicht den Markt für SLP-Kunden nochmal in verschiedene separate Märkte:

b1) den Grundversorgungsmarkt,

b2) den Markt für die Belieferung von Sondervertragskunden,

b3) den Markt für die Belieferung von Heizstromkunden (Heizstrommarkt).

144. Auch im Gassektor differenziert das Bundeskartellamt die sachlich relevanten Märkte zunächst vertikal anhand der dort vorliegenden Wertschöpfungskette. Da es im Gegensatz zum Stromsektor hier keine Erzeugungsstufe gibt und die wesentlichen Produzenten von Erdgas überwiegend im Ausland vorzufinden sind, bildet die vertikale Abgrenzung der für die kartellrechtliche Fallpraxis in Deutschland sachlich relevanten Märkte im Wesentlichen die Unterscheidung der Distributionsstufen ab. Vor diesem Hintergrund nimmt das Bundeskartellamt folgende sachlich relevanten Distributionsmärkte in der deutschen Gaswirtschaft an:

– Als erste Distributionsstufe definiert das Amt einen sachlich relevanten Markt für die erstmalige Belieferung von regionalen Weiterverteilern (auch regionale Ferngasgesellschaften) mit Erdgas durch überregionale Ferngasgesellschaften, die Gas selbst produzieren oder importieren. Auf diesem Markt sind Ferngasunternehmen als Erdgasproduzenten und Erdgasimporteure tätig.

– Die zweite Distributionsstufe betrifft die Belieferung von lokalen Weiterverteilern – etwa Stadtwerken – mit Erdgas. Anbieter bzw. Lieferanten auf dieser zweiten Marktstufe sind vor allem Ferngasunternehmen ohne eigene Erdgasproduktionskapazitäten und ohne eigenen Erdgasimport.

– Bei der dritten Distributionsstufe handelt es sich um die Endkunden- bzw. Letztverbraucherstufe. Hier werden zwei eigenständige Märkte der Belieferung von Gasendkunden unterschieden. Analog zum Stromsektor hält das Amt hier unterschiedliche wettbewerbliche Voraussetzungen für die Belieferung von

  a) industriellen bzw. gewerblichen Großkunden einerseits und

  b) Haushalts- und Kleingewerbekunden (HuK-Kunden) andererseits gegeben.

  Wie bei der sachlichen Unterscheidung der Stromendkundenmärkte werden auch auf den Gasmärkten solche Kunden zu den Großkunden gezählt, deren Gasverbrauch nach einer ständigen registrierten Leistungsmessung erfolgt (RLM-Kunden). Ihre Belieferung ist nach Auffassung des Bundeskartellamtes technisch und organisatorisch an andere Voraussetzungen geknüpft als im Falle von HuK-Kunden, deren Tagesverbrauch mithilfe standardisierter prognostizierter Verbräuche im Rahmen von Standardlastprofilen abgebildet wird (SLP-Kunden). Im Unterschied zum Stromsektor hat das Bundeskartellamt bis heute keine weitere Differenzierung des HuK-Kundenmarktes für Gas vorgenommen.

145. Die auf den unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen im Strom- und Gassektor in sachlicher Hinsicht abgegrenzten Märkte sind auch im Hinblick auf ihre räumliche Ausdehnung zu bestimmen. Dabei umfasst der räumlich relevante Markt das Gebiet, in dem die beteiligten Unternehmen die relevanten Produkte bzw. Dienstleistungen anbieten, in dem die Wettbewerbsbedingungen hinreichend homogen sind und das sich von den benachbarten Gebieten durch spürbar unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen unterscheidet.

146. Im Stromsektor werden der RLM-Kundenmarkt und der Markt für Sondervertragskunden seit der Entscheidung Integra/Thüga bundesweit abgegrenzt.[145] Im Gegensatz dazu werden der Grundversorgungsmarkt und der Heizstrommarkt lokal abgegrenzt und in der Regel auf die mit dem Grundversorger verbundenen Verteilnetzbetreiber zurückgeführt. Den Markt für den Erstabsatz von Strom grenzt das Bundeskartellamt ebenfalls bundesweit ab. Da die Stromimporte auf diesem Markt bislang nur eine untergeordnete Rolle spielen, ist die Ausdehnung dieses Marktes über die Landesgrenzen hinweg nach Auffassung des Bundeskartellamtes derzeit nicht sachgerecht. Grund für die bisher auf Deutschland begrenzte Betrachtung waren insbesondere bestehende Kapazitätsengpässe an den Grenzübergangspunkten, die einen ungehinderten Transport von elektrischer Energie von und nach Deutschland einschränken. Im Rahmen seiner Sektoruntersuchung Stomerzeugung/Stromgroßhandel hat das Bundeskartellamt zuletzt jedoch festgestellt, dass der österreichische Erstabsatzmarkt mit dem deutschem mittlerweile hinreichend integriert ist, sodass das Amt seine Marktabgrenzung zukünftig um den österreichischen Erstabsatz erweitern wird.[146]

147. Im Gassektor grenzt das Bundeskartellamt die sachlich relevanten Märkte nach wie vor regional nach den etablierten Vertriebsgebieten der Ferngasunternehmen, Regionalversorger und Stadtwerke ab. Das Amt ist der Auffassung, dass diese Gebiete am besten durch das jeweilige Netzgebiet der mit dem Gasversorgungsunternehmen verbundenen Netzgesellschaft abgebildet werden, solange nicht tatsächliche Umstände des konkreten Einzelfalls ausnahmsweise eine andere räumliche Marktabgrenzung nahelegen.[147]

[144] Vgl. BKartA, Beschluss vom 30. September 2009, B8-107/09.

[145] Vgl. ebenda, Rn. 39.

[146] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 17, 75 ff., 110 ff.

[147] Vgl. BKartA, B8-107/09, Rn. 59.

3.3.2 Kritische Würdigung der Marktabgrenzung

148. Die sachliche und räumliche Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes im Strom- und Gassektor ist höchstrichterlich bestätigt worden[148], hat sich in der Praxis bewährt und wurde von der Monopolkommission bereits mehrfach als angemessen beurteilt. Allerdings entwickeln sich die Märkte in der Energiewirtschaft schnell, sodass die konkreten Wettbewerbsverhältnisse stets von Veränderungen durch fundamentale Produktionsverschiebungen, von der Veränderung des Nachfragerverhaltens und vom technologischen Fortschritt betroffen sein können.

149. Indirekten Einfluss auf die Marktabgrenzung haben auch die rechtlichen Rahmenbedingungen, etwa eine funktionsfähige wettbewerbliche Regulierung des Zugangs zur Netzinfrastruktur für Strom und Gas. Insbesondere hinsichtlich des diskriminierungsfreien Zugangs neuer Anbieter im Gassektor haben sich in den vergangenen Jahren gewichtige Veränderungen ergeben. Diese geben jedoch nicht zwangsläufig Anlass, Veränderungen an der Marktabgrenzung vorzunehmen, sondern stellen nur eine Voraussetzung und damit ein Indiz für eine mögliche Entwicklung bei den marktbestimmenden Angebots- und Nachfragebedingungen dar.

150. Vor dem Hintergrund der sich schnell wandelnden Marktverhältnisse (faktischer Wandel) und neuer empirischer Erkenntnisse (methodischer Wandel) werden verschiedene Aspekte der Marktabgrenzung im Strom- und Gassektor kontinuierlich diskutiert. Dazu gehören insbesondere die angebotsbezogene Abgrenzung der Erstabsatzmärkte für Strom, die Differenzierung der sachlichen Marktabgrenzung auf den Endkundenmärkten und die Frage der räumlichen Marktabgrenzung auf der Netzebene.

3.3.2.1 Sachliche Abgrenzung der Erzeugungs- und Großhandelsstufe für Strom

151. Seit der Untersagung des Zusammenschlussverfahrens E.ON/Stadtwerke Eschwege und dem sich anschließenden Beschwerdeverfahren hat sich das Bundeskartellamt auf der Ebene der Stromerzeugung auf die sachliche Abgrenzung eines Marktes für den Erstabsatz von Elektrizität festgelegt.[149] Der seither bundesweit abgegrenzte Markt umfasst den erstmaligen Absatz aller Elektrizitätsversorger aus eigener Erzeugung sowie die Nettoimporte von Elektrizität. Diese Abgrenzung entspricht im Wesentlichen dem einheitlichen Stromerzeugungs- und -großhandelsmarkt, den die Europäische Kommission in ihrer kartellrechtlichen Praxis zugrunde legt.

[148] Vgl. BGH, Beschluss vom 10. Dezember 2008, KVR 2/08, WuW/E DE-R 2538 „Stadtwerke Uelzen“.

[149] Vgl. BKartA, Beschluss vom 12. September 2003, B8-21/03, WUW/E DE-V 823 „E.ON/Stadtwerke Eschwege“; BGH, Beschluss vom 11. November 2008, KVR 60/07, E.ON/Stadtwerke Eschwege“, WuW/E DE-R 2451.

152. Die Besonderheit dieser Marktabgrenzung betrifft die Tatsache, dass eine anbieterbezogene Betrachtung der Marktverhältnisse zugrunde liegt. Die vom Bundeskartellamt gewöhnlich angewandte Marktabgrenzung nach dem Bedarfsmarktkonzept stellt hingegen den Nachfrager in den Mittelpunkt der Betrachtung, um so die tatsächlichen Produktalternativen aus dessen Sicht zu erfassen. Die Übertragung letzterer Perspektive auf die Stromerzeugungs- und Großhandelsebene würde dazu führen, dass neben den physischen Stromproduzenten auch die Stromprodukte der Anbieter zu erfassen wären, die Strom nicht selbst erzeugt oder importiert haben, sondern allein als Zwischenhändler auftreten. In der Logik des Bedarfsmarktkonzeptes ist dies zwingend, da Strom stets ein homogenes Gut darstellt, sodass es aus Sicht des Nachfragers unerheblich ist, wie oft der ihm angebotene Strom bereits gehandelt wurde. Der bis zur Entscheidung von 2006 vom Bundeskartellamt angenommene Nachfragermarkt, bei dem auf die Belieferung von Weiterverteilern mit Elektrizität abgestellt wurde, entspricht somit eher dem Bedarfsmarktkonzept als der heute angenommene Erstabsatzmarkt.

153. Die Monopolkommission hat bereits mehrfach geäußert, dass eine alleine auf das Bedarfsmarktkonzept abstellende Marktabgrenzung die Marktkräfte auf dem Stromerzeugermarkt nicht angemessen widerspiegelt.[150] Sie hat gleichfalls die vom Bundeskartellamt vorgenommene Umstellung der sachlichen Marktabgrenzung auf den Markt für den Erstabsatz von Strom begrüßt. Ein wesentliches Problem der Marktabgrenzung nach dem Bedarfsmarktkonzept auf diesem Markt ist, dass die nachfragebezogene Abgrenzung zu einer Mehrfachzählung von Strommengen zu einem bestimmten Handelstermin führt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die gleiche Menge Strom zum gleichen Angebotstermin durch mehrfache Handelsgeschäfte mehr als einmal angeboten wird. Potenzielle strategische Missbrauchsmöglichkeiten, etwa der Kapazitätszurückhaltung durch Abschaltung von Kraftwerken, sind jedoch auf der Stufe der physischen Stromerzeugung auch isoliert umsetzbar, da der tatsächlich erzeugte Strom de facto nur einmal zur Verfügung steht. Die Unternehmen, die das physische Angebot verknappen können, stellen nach Auffassung der Monopolkommission somit einen eigenen Markt dar, sodass eine angebotsbezogene Marktabgrenzung ausgehend vom Erstabsatz produzierter Mengen die Marktkräfte richtig widerspiegelt.

154. Unabhängig von ihrer Zustimmung zur Abgrenzung eines Marktes für den Erstabsatz von Strom hat die Monopolkommission bereits in der Vergangenheit betont, dass von weiteren dem Erstabsatzmarkt nachgelagerten Großhandelsmärkten – auch in Verbindung mit einer bestimmten Marktstellung auf dem Erstabsatzmarkt – möglicherweise Marktmissbrauchspotenziale ausgehen können und diese einer näheren Untersuchung bedürfen.[151]

[150] Vgl. Monopolkommission, Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor!, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 520; Monopolkommission, Weniger Staat, mehr Wettbewerb, Hautgutachten 2006/2007, Baden-Baden 2008, Tz. 549 ff.

Zwar ist die Monopolkommission der Ansicht, dass Zwischenhandelsstufen faktisch nur ein abgeleitetes Angebot der Erzeugerstufe darstellen und die Nachfrageseite wesentlich von der Endkundennachfrage abhängig ist. Dennoch sind auch im Zwischenhandel antikompetitive Effekte möglich. So ist beispielsweise nicht auszuschließen, dass auch mit sekundär gehandeltem Strom Kapazitätszurückhaltung betrieben werden kann. Überhöhte Preise auf den Endkundenmärkten könnten dann auch die Folge wettbewerbsbeschränkenden Verhaltens auf den Großhandelsmärkten sein.[152]

155. Eindeutig erscheint der Monopolkommission zudem, dass Rückwirkungen der Zwischenmärkte auf die Missbrauchsanreize auf dem Erstabsatzmarkt bestehen. Ein auf dem Erstabsatzmarkt tätiger Anbieter, der hier allerdings nur über vergleichsweise geringe Mengen Strom verfügt, hat bei isolierter Betrachtung dieser Kapazitäten keine Anreize, diese Mengen oder Teile davon zurückzuhalten, wenn er mit seinen Restkapazitäten von einer Preissteigerung auf diesem Markt nicht profitieren könnte.[153] Sofern er sich jedoch relevante Sekundärkapazitäten gesichert hat, profitiert er auf dieser Ebene von einer Preissteigerung. Unter der Berücksichtigung des Zwischenhandels sind die Missbrauchsanreize auf dem Erstabsatzmarkt daher möglicherweise anders zu bewerten. Zur Indikation dieser Anreize darf die Zwischenhandelsebene nach Auffassung der Monopolkommission daher nicht ausgeblendet werden. Die Monopolkommission bedauert deshalb ausdrücklich, dass das Bundeskartellamt sich im Rahmen seiner Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel allein auf die nähere Definition und Untersuchung des Erstabsatzmarktes beschränkt hat. Die Monopolkommission empfiehlt, dass das Bundeskartellamt zukünftig auch mögliche Missbrauchspotenziale auf nachgelagerten Großhandelsstufen eingehender prüft und eine Konkretisierung des sachlich und räumlich relevanten Marktes bzw. mehrerer relevanter Märkte vornimmt.

156. In seiner Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel kommt das Bundeskartellamt weiterhin zu dem Schluss, dass sowohl die Erzeugung und Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien als auch die Vermarktung von Erzeugungskapazitäten als Regelenergie künftig nicht Teil des Erstabsatzmarktes für Strom sein sollen, sondern jeweils als sachlich eigenständige Märkte zu behandeln sind. Ausschlaggebend hierfür ist insbesondere die Überlegung, dass die Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom nicht wettbewerblich organisiert ist, sondern unabhängig von Nachfrage- und Preissignalen aufgrund spezieller gesetzlicher Bestimmungen erfolgt. Die Vermarktung von Regelenergie wird – aufgrund von spezifischen Angebots- und Nachfragebedingungen, die von denen des übrigen Erstabsatzmarktes für Strom abweichen – ebenfalls künftig als sachlich eigenständiger Markt abgegrenzt. Die Monopolkommission begrüßt die Ausgliederung von EEG-Strom und Regelenergie. Insbesondere im Hinblick auf den Markt für Regelenergie hat die Monopolkommission bereits in der Vergangenheit auf dessen Eigenständigkeit und mögliche erhebliche Missbrauchspotenziale hingewiesen.[154]

3.3.2.2 Räumliche Ausdehnung des Erstabsatzmarktes für Strom

157. Im Rahmen der erwähnten Sektoruntersuchung hat das Bundeskartellamt auch die räumliche Abgrenzung des Erstabsatzmarktes untersucht und angekündigt, die bis dato auf Deutschland beschränkte räumliche Marktabgrenzung um das Gebiet Österreichs erweitern zu wollen. Eine weitere Ausdehnung des räumlich relevanten Marktes für erstabgesetzten Strom lehnt das Bundeskartellamt jedoch bisher ab. Für die Untersagung des Zusammenschlusses zwischen der E.ON AG und den Stadtwerken Eschwege aus dem Jahr 2003 hatte der Bundesgerichtshof die bis 2010 allein auf das deutsche Bundesgebiet beschränkte Marktabgrenzung zuletzt bestätigt.[155]

158. Das Bundeskartellamt stützt seine Ansicht, dass beide vormals getrennt betrachteten Märkte mittlerweile hinreichend integriert seien, insbesondere auf das Fehlen von Engpässen an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Österreich sowie auf das einheitliche Markt- und Preisgebiet an der Stromspotmarktbörse EPEX. Es sei zu konstatieren, dass die Ausdehnung des räumlich relevanten Erstabsatzmarktes auf Österreich zu einem höheren Ermittlungsaufwand führen werde, da die österreichische Stromproduktion künftig mit erfasst werden müsse. Materiell habe die Einbeziehung der österreichischen Stromproduktion ein leichtes Absinken der Marktanteile der deutschen Stromerzeuger verursacht. Die Ergebnisse der Sektoruntersuchung würden ferner zeigen, dass eine Einbeziehung weiterer an Deutschland angrenzender Markträume derzeit noch nicht angezeigt sei. Die Integration der Märkte sei bisher noch nicht so weit fortgeschritten, dass die Annahme eines gemeinsamen Marktes gerechtfertigt wäre. Das Bundeskartellamt führt diese Feststellung insbesondere auf die weiterhin bestehenden Engpässe an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und weiteren angrenzenden Staaten zurück.

159. Die Monopolkommission begrüßt die zukünftige Einbeziehung Österreichs in den sachlich relevanten Erstabsatzmarkt für Strom. Sie verweist in diesem Zusammenhang auf ihre frühere Empfehlung, die Einbeziehung von Österreich im Rahmen eines SSNIP-Tests zu prüfen und ausreichende Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen als ein entscheidendes Merkmal zu berücksichtigen.[156] Bei der vom Bundeskartellamt in seiner Sektoruntersuchung

---

[151] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 47; Hauptgutachten 2006/2007, a. a. O., Tz. 551.

[152] Hierbei käme es allerdings zu einer Überspeisung des Bilanzkreises eines solchen Zwischenhändlers, der dementsprechend negative Ausgleichsenergie beanspruchen müsste. Dennoch sind missbräuchliche Effekte eines solchen Verhaltens nicht auszuschließen.

[153] Vgl. die Abschnitte 5.1 und 5.2.

[154] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 145 ff., 339 ff.; Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 73 ff., 408 ff.

[155] Vgl. BGH, Beschluss vom 11. November 2008, KVR 60/07 „E.ON/Stadtwerke Eschwege“, S. 1.

[156] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 76, 105.

Stromerzeugung/Stromgroßhandel durchgeführten Untersuchung handelt es sich zwar nicht um eine Anwendung des SSNIP-Tests bzw. einer mit diesem Test eng verbundenen quantitativen Bestimmung der Kreuzpreiselastizität; das Amt kommt der Forderung der Monopolkommission aber im Wesentlichen nach, indem es mehrere für die Kreuzpreiselastizität beider Gebiete bedeutenden Merkmale – darunter insbesondere Unterschiede in den Börsenpreisen, Marktbedingungen und Übergangskapazitäten – ausführlich würdigt. Die Schlussfolgerung, dass ein gemeinsamer Markt die Gebiete Deutschlands und Österreichs umfasst, ist nach Auffassung der Monopolkommission überzeugend. Unklar bleibt jedoch, wie lange die nach Auffassung des Bundeskartellamtes für die Integration mit dem österreichischen Markt entscheidenden Faktoren bereits vorliegen bzw. vorgelegen haben. Die Monopolkommission verweist hier auf ihr Gutachten aus dem Jahr 2007, in dem bereits zu diesem Zeitpunkt auf das Fehlen von Engpässen an den Grenzkuppelstellen zu Österreich hingewiesen worden ist.[157] Deshalb ist auch nicht unmittelbar einsichtig, warum das Bundeskartellamt im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel seine Untersuchung noch auf Grundlage der auf Deutschland beschränkten Marktabgrenzung durchgeführt hat.

160. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass eine korrekte Einordnung der Marktverhältnisse auch einer zeitlich kohärenten Beobachtung und Bewertung aller relevanten Faktoren und Umstände bedarf. Zwei wichtige und vergleichsweise leicht zu beobachtende Indikatoren für die Integration der Erzeugermärkte sind die Korrelation von Nettogroßhandelspreisen und die Engpässe an den Grenzkuppelstellen. Zeigen sich hier im Ablauf von ein bis zwei Kalenderjahren relativ homogene Bedingungen, so empfiehlt die Monopolkommission, eine vertiefende Überprüfung der räumlichen Marktabgrenzung vorzunehmen. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass neue Verfahren zur Engpassbewirtschaftung und des Kapazitätsausbaus zuletzt auch die Grenzen zwischen Deutschland und weiteren Staaten betroffen haben. So ist im Jahr 2010 das Market-Coupling-Projekt Central Western Europe (CWE) gestartet, durch das der deutsche Strommarkt enger mit dem französischen, belgischen, niederländischen und luxemburgischen integriert worden ist. Gleichzeitig ist darauf hinzuweisen, dass die niederländische Wettbewerbsbehörde (Dutch Ministry of Economic Affairs) 2009 der Europäischen Kommission im Zusammenschlussverfahren RWE/Essent empfohlen hat, die Effekte eines westeuropäischen Strommarktes zu berücksichtigen.[158] Die niederländische Wettbewerbsbehörde unterscheidet zwei sachlich relevante Märkte für Spitzenlastzeiten (On-Peak) und übrige Zeiten (Off-Peak) und nimmt selbst an, dass die Märkte zwischen Deutschland und den Niederlanden zumindest in den Off-Peak-Zeiten hinreichend integriert sind.[159] Die Monopolkommission unterstützt zwar die vom Bundeskartellamt vertretene Begrenzung des räumlich relevanten Marktes auf Deutschland und Österreich aufgrund der andernorts bestehenden Engpässe, sie regt jedoch dringend an, die Effekte der zunehmenden Homogenisierung der westeuropäischen Märkte weiter regelmäßig zu prüfen.

[157] Vgl. ebenda, Tz. 279, 304.

[158] Vgl. EU-Kommission, Entscheidung vom 23. Juni 2009, COMP/M.5467 – RWE/ESSENT, Rn. 28.

[159] Vgl. ebenda, Rn. 30.

3.3.2.3 Wärmemarkt oder HuK-Kundenmarkt in der Gasversorgung?

161. Im Fokus der Analysen der vom Bundeskartellamt vorgenommenen Marktabgrenzung im Gassektor steht die sachliche Marktabgrenzung auf der Endkundenstufe, hier insbesondere der Markt für HuK-Kunden. Als Alternative zur Annahme eines allgemeinen Marktes für die Belieferung von HuK Kunden mit Erdgas wird in diesem Zusammenhang die Annahme eines allgemeinen Wärmemarktes diskutiert. Zur Klärung dieser Frage erfolgt gewöhnlich eine Analyse der Marktabgrenzung auf Grundlage des Bedarfsmarktkonzeptes. Grundlage dieser anerkannten Methode ist die Annahme, dass die tatsächlichen Wettbewerbsverhältnisse geeignet abgebildet werden, wenn sämtliche Erzeugnisse in den relevanten Markt einbezogen werden, die die Marktgegenseite als funktional austauschbar ansieht. Erdgaskunden im HuK-Bereich beziehen Erdgas nahezu ausschließlich zu Heizzwecken, sodass Heizkunden die relevante Marktgegenseite darstellen. Fraglich ist deshalb insbesondere, inwieweit andere Energieträger, die ebenfalls zu Heizzwecken genutzt werden können – etwa Öl, Holz oder Elektrizität – für die Heizkunden ein Substitut darstellen, das den Verhaltensspielraum eines Gasversorgers wirksam beschränken kann.

162. Im Hinblick auf die Frage nach der Austauschbarkeit unterschiedlicher Heizenergieträger wird überwiegend davon ausgegangen, dass solche Wechselspielräume für den Nachfrager nur sehr eingeschränkt bestehen, weil er durch das bei ihm installierte Heizsystem in der Regel an einen bestimmten Energieträger gebunden ist. Ein Wechsel des Heizsystems kommt aufgrund der Umrüstungskosten während des gewöhnlichen Nutzungszeitraums nur in Ausnahmefällen in Betracht, sodass die mögliche Nachfragesubstitution, also das Ausweichen auf Substitute zur Gasversorgung, nicht geeignet erscheint, um Preissetzungsspielräume eines Erdgaslieferanten tatsächlich wirksam zu beschränken. Zum anderen verfügen insbesondere viele Kunden in Mietwohnungen bzw. Häusern nicht selbst über einen Entscheidungsspielraum im Hinblick auf den Wechsel des bei ihnen installierten Heizsystems. De facto ist davon auszugehen, dass ausschließlich Hauseigentümer im Falle von Hausneubauten oder bei Investitionsentscheidungen im Rahmen einer periodischen Erneuerung des Heizsystems einen Wettbewerbsdruck auf die nachgelagerten Endversorgermärkte auslösen. Da die Bindung an ein Heizsystem jedoch etwa 15 Jahre beträgt, in der die Entwicklung der Marktpreise von möglichen Gassubstituten wie Heizöl, Holz oder Elektrizität nur bedingt absehbar ist, erscheint es der Monopolkommission unwahrscheinlich, dass ein gemeinsamer Wärmemarkt die tatsächlichen Wettbewerbsverhältnisse korrekt widerspiegelt, bzw. zumindest ausreichend wirkungsvoll Preissetzungsspielräume der Gasanbieter einschränken kann.

163. Die sachliche Marktabgrenzung für Heizkunden mit Gas war bereits Gegenstand quantitativer Untersuchungen. Durchgeführte Analysen zeigen nur schwache Preiselastizitäten der Heizenergieträger.[160] Die Annahme, dass die Abgrenzung eines einheitlichen Wärmemarktes zu weit gefasst wäre, hat sich somit bestätigt. Zuweilen wird jedoch eingewandt, dass die durchgeführten Analysen noch auf Daten basieren, die vor der Liberalisierung der Gasmärkte erhoben wurden.[161] Es stellt sich deshalb die Frage, ob die heute vielfach bestehenden Möglichkeiten, den Gaslieferanten zu wechseln, eine Veränderung der Substitutionsbeziehungen mit sich bringen. Lässt man die Veränderung weiterer Faktoren außen vor, dann ist nach Auffassung der Monopolkommission jedoch anzunehmen, dass die sich ausweitende wettbewerbliche Aktivität auf den Gasmärkten eher keine Auswirkungen auf die Ergebnisse der Marktabgrenzung mithilfe des SSNIP-Tests haben. So führen zunehmende Wettbewerbsaktivitäten im Gassektor tendenziell zu günstigeren Angeboten, sodass sich für den Nachfrager noch geringere Substitutionsanreize gegenüber anderen Heizsystemen ergeben. Ceteris Paribus führt eine Preissenkung auf dem engen Kandidatenmarkt deshalb sogar zu noch niedrigeren Kreuzpreiselastizitäten mit möglichen Substituten; dies spräche dafür, dass ein erneuter SSNIP-Test theoretisch die enge Marktabgrenzung eines HuK-Gasmarktes bestätigen sollte. Unklar bleiben allerdings einerseits die Auswirkungen zunehmender Wechselmöglichkeiten auf dem Markt für Heizsysteme insbesondere aufgrund technologischer Entwicklungen und andererseits die Effekte der Veränderung ökonomischer Fundamentalfaktoren.

164. Die Monopolkommission geht auf Basis der vorliegenden Untersuchungen davon aus, dass ein einheitlicher Wärmemarkt die Marktverhältnisse unzureichend abbilden würde. Sie spricht sich daher für die Abgrenzung eines Marktes für HuK-Gaskunden oder engere Marktabgrenzungen aus. Die regelmäßige Überprüfungen dieser Marktabgrenzung, vornehmlich durch die Anwendung des SSNIP-Tests basierend auf neueren Daten, ist jedoch wünschenswert.

3.3.2.4 Sachliche Differenzierung von HuK-Kundenmärkten im Strom- und Gassektor

165. Diskutabel ist weiterhin, ob die Abgrenzung eines sachlich relevanten Endkundenmarktes für HuK-Kunden die Marktverhältnisse sachlich korrekt wiedergibt, oder ob eine Unterteilung in Submärkte nötig ist, wie sie das Bundeskartellamt bisher nur im Rahmen der Marktabgrenzung für Stromendkundenmärkte vornimmt. So differenziert das Amt den Markt für die Belieferung von HuK Kunden mit Strom in einen Markt für Grundversorgungskunden, Sondervertragskunden und Heizstromkunden, während im Gassektor ein einheitlicher HuK-Kundenmarkt angenommen wird.

166. Der Markt für die Belieferung von Grundversorgungskunden mit Strom umfasst sämtliche Letztverbraucher im Grundversorgungstarif, bei denen zu allgemeinen Preisen abgerechnet wird. Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, alle drei Jahre den Grundversorger für die nächsten drei Kalenderjahre festzustellen. Grundversorger ist dabei jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden, d. h. Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10 000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen, in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert.[162] Energieversorgungsunternehmen haben für Netzgebiete, in denen sie die Grundversorgung von Haushaltskunden durchführen, allgemeine Bedingungen und allgemeine Preise für die Versorgung in Niederspannung öffentlich bekanntzugeben. Für Grundversorger besteht aufgrund der energierechtlichen Regelungen ein weitgehender Kontrahierungszwang. Der Markt für die Belieferung von Sondervertragskunden umfasst sämtliche Letztverbraucher, deren Verbrauch von elektrischer Energie auf Basis eines Standardlastprofils außerhalb allgemeiner Preise abgerechnet wird. Hier besteht für Energieversorgungsunternehmen kein mit Grundversorgungsverträgen vergleichbarer Kontrahierungszwang; insofern gilt demnach für Grundversorgungskunden ein anderer rechtlicher Rahmen für Vertragsschluss und Vertragsbedingungen. Der Grundversorgungsvertrag kommt bereits durch Inanspruchnahme von Elektrizität mit dem jeweiligen Grundversorger zustande. So entstehen dem Grundversorgungskunden im Vergleich zum Sondervertragskunden keinerlei Suchkosten. Weitere Unterschiede ergeben sich durch das unterschiedliche Preisniveau beider Vertragstypen unter anderem aufgrund des bei Grundversorgungsverträgen er-

[160] Asche, F./Nilsen, O.B./Tveteras, R., Natural Gas Demand in the European Household Sector, The Energy Journal 29(3), 2008, S. 14, gehen für Deutschland von einer niedrigeren Elastizität der Gasnachfrage (-0,087 bis -0,163) aus; andere Untersuchungen: vgl. Bernstein, M.A/J. Griffin, J., Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy, National Renewable Energy Laboratory, Subcontract Report NREL/SR-620-39512, Februar 2006, S. 46 ff.; ähnlich für die OECD: Liu, G., Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries, A Dynamic Panel Data Approach, Discussion Papers No. 373, March 2004, Statistics Norway, Research Department, S. 12.

[161] Vgl. z. B. Lademann, R./Lange, K.W., Sachliche Marktermittlung bei der Versorgung von HuK-Kunden mit Erdgas, Wirtschaft und Wettbewerb 60(4), 2010, S. 387–397.

[162] Beispielsweise teilt die SWB EnergieNetze GmbH auf ihrer Homepage mit, dass sie als Betreiber eines Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung nach § 36 Absatz 2 EnWG verpflichtet sei, erstmals zum 30. September 2006 mitzuteilen, welches Energieversorgungsunternehmen in ihrem Netzgebiet in Bonn die meisten Haushaltskunden mit Strom bzw. Erdgas versorge. Grundversorger für Strom und Erdgas sei demnach die Energie- und Wasserversorgung Bonn-Rhein/Sieg GmbH, welche ca. 88 Prozent der an das Stromverteilnetz und 90 Prozent der an das Erdgasverteilnetz angeschlossenen Haushaltskunden versorge. In ihrer Funktion als Grundversorger im Bonner Erdgas- und Stromnetz tritt die Energie- und Wasserversorgung Bonn-Rhein/Sieg GmbH bei allen Endkunden ohne gültigen Strom- oder Erdgasliefervertrag automatisch bei Entnahme von Energie als (Grund-)Versorger auf. Bereits durch die Entnahme von Energie (beispielsweise im Falle eines Umzugs in der neuen Wohnung) wird ein Vertragsverhältnis begründet, http://www.swb-energienetze.de/html/Service/Grundversorgung/Grundversorgung.html [Abruf: 3. Februar 2011].

höhten Ausfallrisikos. Heizstromkunden unterscheiden sich von Grundversorgungs- und Sondervertragskunden indes insbesondere durch ein abweichendes Nutzerprofil, denn die Heizstromnachfrage variiert in Abhängigkeit von der Außentemperatur, sodass diese Kunden ein anderes Lastprofil aufweisen als die übrigen SLP-Kunden. Ferner unterscheiden sich die Tageszeiten, zu denen Heiz- und Haushaltsstrom üblicherweise abgenommen werden. Die im Durchschnitt nachgefragte Heizstrommenge eines Heizstromkunden übersteigt die nachgefragte Strommenge eines Haushaltsstromkunden erheblich. Überdies sind die Preise für den Bezug von Heizstrom durchgängig niedriger als diejenigen für Haushaltsstrom.

167. Die Monopolkommission hat sich bereits in ihrem letzten Hauptgutachten differenziert zur Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes im HuK-Kundenbereich für Strom geäußert. Insbesondere den Heizstrommarkt sieht die Monopolkommission im Einklang mit dem Bundeskartellamt als einen eigenständigen Markt an, da sowohl Anbieter als auch Nachfrager auf Heizstrommärkten nicht mit den Anbietern und Nachfragern für gewöhnlichen Haushaltsstrom austauschbar sind.[163]

168. Im Hinblick auf die vom Bundeskartellamt praktizierte Differenzierung des HuK-Kundenmarktes in einen Markt für Grundversorgungs- und einen Markt für Sondervertragskunden sieht die Monopolkommission jedoch weitergehenden Überprüfungsbedarf. Sie hat hierzu bereits in ihrem Achtzehnten Hauptgutachten die Anwendung von quantitativen Verfahren zur Überprüfung dieser Marktunterscheidung empfohlen. Ein modernes Konzept zur quantitativen Überprüfung der Marktabgrenzung ist der hypothetische Monopoltest bzw. SSNIP-Test. Die Monopolkommission hat die Anwendungsmöglichkeit des SSNIP-Tests auf dieses spezifische Problem in diesem Gutachten genauer untersucht und stellt fest, dass der SSNIP-Test hier nicht geeignet sein könnte, um die Abgrenzung der vom Bundeskartellamt definierten Märkte zu überprüfen.

169. Ein wesentliches Problem der Anwendung des SSNIP-Tests sieht die Monopolkommission dabei in folgendem Zusammenhang: Das Bundeskartellamt hat die Produktmärkte für wechselwillige Kunden und für träge bzw. nicht wechselwillige[164] Kunden definiert. Bei der Abgrenzung dieser Produktmärkte wird davon ausgegangen, dass der Produktmarkt für nicht wechselwillige Kunden auf den Grundversorger beschränkt bleibt, bei dem alle Kunden eines Netzes, bis sie aktiv eine andere Wahl treffen, zwangskontrahiert sind. Der Produktmarkt für wechselwillige Kunden entspricht demzufolge den Sonderverträgen, die erst durch aktives „Wechseln“ des Kunden abgeschlossen werden. Rein physisch handelt es sich jedoch bei beiden abgegrenzten Märkten um die Belieferung mit dem gleichen homogenen Produkt Strom.

Implizit geht das Bundeskartellamt offenbar davon aus, dass insbesondere ein Grundversorger aufgrund der „Trägheit“ seiner Kunden gegenüber diesen über eine gewisse Marktmacht verfügt, welche die Annahme zweier Märkte rechtfertigt. Prüft man unter dieser Annahme die Abgrenzung des Grundversorgermarktes mit dem hypothetischen Monopoltest, so sind die Ergebnisse zweifelhaft. Denn diese Messung könnte zur Folge haben, dass eine 5- bis 10-prozentige Preiserhöhung für Grundversorgungskunden für den Grundversorger nicht profitabel ist, da einzelne marginale Kunden aufgrund des wachsenden Preisabstands zum Wechsel zu einem Sondervertragsanbieter animiert werden. Bei diesem Ergebnis des hypothetischen Monopoltests wären die Märkte für Grundversorgungs- und Sondervertragskunden aber nicht zu trennen und ein gemeinsamer Markt für HuK-Kunden anzunehmen. Diese Konstellation betrifft jedoch ein bekanntes Problem des SSNIP-Tests, das in der Literatur auch als Cellophane Fallacy[165] bekannt ist: Da die Annahme zur Trennung der Märkte bereits Marktmacht auf dem Grundversorgungsmarkt voraussetzt, würde der Markt zu weit abgegrenzt, wenn der SSNIP-Test vom bestehenden Preisniveau ausgeht und dabei nicht zwischen den Märkten unterscheidet.

Von Interesse ist außerdem, dass dieses Ergebnis nicht transitiv ist, also nicht auf die Prüfung der Marktverhältnisse ausgehend vom Produktmarkt für Sondervertragskunden übertragen werden kann. Da die Preise im Grundtarif der Annahme nach bereits überhöht sind, könnte eine 5- bis 10-prozentige Erhöhung der Preise für Sondervertragskunden möglicherweise keinen wesentlichen Effekt auf diese Kunden ausüben, da lediglich der Preisabstand zum Grundversorger sinkt, ohne dass der Grundversorger damit für wechselwillige Kunden direkt preislich attraktiv würde. Im Ergebnis wäre die hypothetische Preiserhöhung bei Sondervertragskunden lohnenswert.

170. Aufgrund der inkonsistenten Ergebnisse einer kursorischen Überprüfung der vom Bundeskartellamt vorgenommenen Marktabgrenzung mittels des hypothetischen Monopoltests schlägt die Monopolkommission vor, ein anderes quantitatives Verfahren anzuwenden, um die Annahme separater Märkte zu überprüfen. So empfiehlt sie den Wettbewerbsbehörden, mögliche Marktmacht der Grundversorger gegenüber ihren Kunden dadurch zu prüfen, dass der Preisabstand zwischen Grundversorgungstarifen und den durchschnittlichen Sondervertragstarifen[166] gemessen wird. Beträgt der Preisunterschied mehr als 5 bis 10 Prozent, so ist davon auszugehen, dass der Grundversorger über ausreichend Marktmacht verfügt, sodass ein eigener relevanter Markt für Grundversorgungskunden anzunehmen ist. Um die Überprüfung unter Berück-

[163] Vgl. Monopolkommission, Mehr Wettbewerb, wenig Ausnahmen, Hauptgutachten 2008/2009, Baden-Baden 2010, Tz. 446, 582, 584.

[164] Tatsächlich enthält diese Gruppe auch Kunden, die – etwa aufgrund ihrer schlechten Bonität – faktisch keine Wechselmöglichkeit besitzen und somit zwangsläufig mit dem Grundversorger kontrahieren. Insbesondere aufgrund des weiterhin überragend großen Anteils der Grundversorgerkunden muss jedoch davon ausgegangen werden, dass ein wesentlicher Teil auf Wechselträgheit zurückzuführen ist.

[165] Vgl. Schwalbe, U./Zimmer, D., Kartellrecht und Ökonomie, Frankfurt a.M. 2006, S. 84 ff.

[166] Bei der Erhebung des Marktpreises durch statistische Mittelwertbildung sind Preise unterschiedlicher Anbieter nach Kundenzahl entsprechend zu gewichten.

sichtigung unterschiedlicher Preisbestandteile zu ermöglichen, schlägt die Monopolkommission vor, einen heuristischen Preisvergleich anzuwenden und sich auf mehrere Referenzkunden zu beziehen.

171. Die Monopolkommission sieht weiterhin keine hinreichenden Gründe dafür gegeben, die Differenzierung zwischen Grundversorgungs- und Sondervertragskunden alleine für den Strombereich anzuwenden. Auf den Endkundenmärkten für Gas liegen keine sichtbaren Voraussetzungen vor, die eine ganzheitliche Erfassung des HuK-Kundenmarktes eher rechtfertigen als im Stromsektor. So ist die geringe Wechselbereitschaft ein wesentliches Merkmal dafür, dass der Grundversorger über noch höhere Marktmacht verfügt als im Strombereich; der verbleibende Restwettbewerb zwischen Sondervertragsanbietern bei der Gasversorgung ist deshalb jedoch nicht weniger schützenswert. Die Monopolkommission empfiehlt daher, dass das Bundeskartellamt eine detailliertere Überprüfung der Marktabgrenzung im Gassektor nach den gleichen Kriterien wie im Strombereich durchführt.

3.3.2.5 Netzbezogene oder weitere räumliche Marktabgrenzung der Endkundenmärkte?

172. Von hoher Bedeutung für die Ergebnisse einer Prüfung der Wettbewerbsverhältnisse auf den sachlich relevanten Endkundenmärkten für Energie ist die Frage der räumlichen Marktabgrenzung. Bis zum Jahr 2009 ist das Bundeskartellamt hier stets von einer netzbezogenen Abgrenzung der Endkundenmärkte für Strom und Gas ausgegangen. Bei der Prüfung des Zusammenschlussvorhabens Integra/Thüga und der sachlichen Aufteilung des HuK-Kundenmarktes in einen Markt für Grundversorgungskunden und einen Markt für Sondervertragskunden hat das Amt seine bis dato etablierte Marktabgrenzung im Strombereich jedoch teilweise verändert. So grenzt das Amt nun lediglich den Markt für Grundversorgungskunden netzbezogen ab, während es bei Sondervertragskunden von einem bundesweiten Markt ausgeht. Als Grund führt das Amt die deutlich gestiegene Auswahl möglicher Sondervertragsanbieter an, durch die sich die Wettbewerbsverhältnisse in der Folge geändert hätten.[167] Für die Gasendkundenmärkte sieht das Bundeskartellamt jedoch keine gleichfalls entwickelten Wettbewerbsverhältnisse gegeben und bleibt daher vorerst bei einer netzbezogenen Marktabgrenzung.[168]

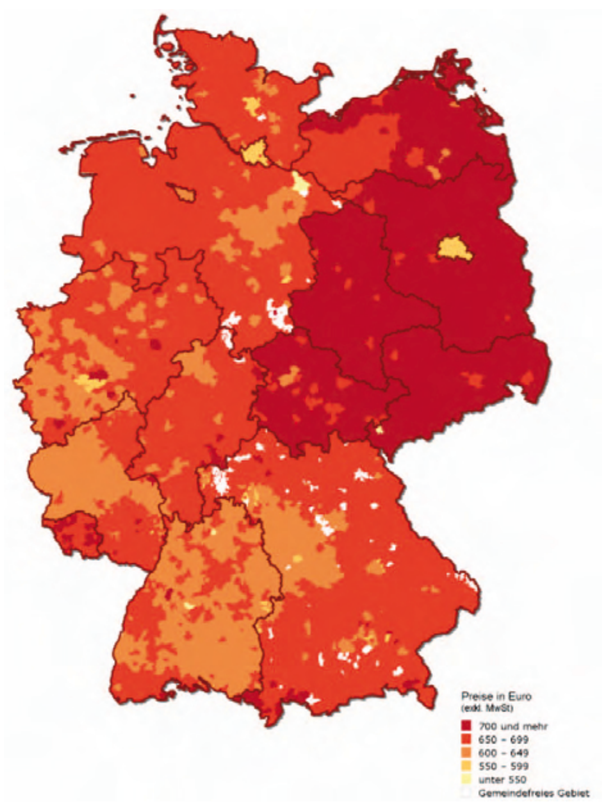
173. Nach Auffassung der Monopolkommission hat die Frage, ob eine netzbezogene oder eine bundesweite räumliche Marktabgrenzung gewählt wird, ganz erhebliche Auswirkungen auf eine korrekte Würdigung der auf den Märkten wirkenden Wettbewerbskräfte und ist daher von hoher Bedeutung. Eine netzbezogene Marktabgrenzung hat z. B. auf den Märkten für Grundversorgungskunden zur Folge, dass der jeweilige Grundversorger per se einziger Anbieter und damit in aller Regel auch marktbeherrschend sein muss. Im Falle der Sondervertragskunden stellt sich insbesondere die Frage, ob für die Marktgegenseite tatsächlich Ausweichmöglichkeiten existieren, wenn eine bundesweite Marktabgrenzung gewählt wird. Gerade eine kurzfristige Nachfragesubstitution ist nur hinsichtlich solcher Anbieter möglich, die in dem jeweiligen Netzgebiet auch Endkunden beliefern. So stehen zwar mittlerweile in vielen Netzen verschiedene Sondervertragsanbieter zur Verfügung; jedoch ist es nicht so, dass ein ganz überwiegender Teil der Anbieter in sämtlichen bundesweiten Netzgebieten aktiv wäre. Die tatsächlichen Wahlmöglichkeiten eines Endkunden beschränken sich somit nur auf die in seinem jeweiligen Verteilnetz aktiven Anbieter, was eine netzbezogene Marktabgrenzung nahelegen würde. Einzuwenden ist allerdings, dass die fortschreitende Liberalisierung der Energiemärkte die Marktzutrittsbarrieren gesenkt hat, sodass angenommen werden könnte, dass die bisher noch inaktiven Anbieter ihr Versorgungsgebiet kurzfristig ausdehnen können, wenn die in einem Versorgungsnetz tätigen Anbieter ihre Preise erhöhen würden. Unter dieser Annahme kann die räumliche Form der Angebotssubstitution dafür sorgen, dass die Wettbewerbsbedingungen hinreichend homogen sind, sodass die Angebote hinreichend durch den Wettbewerb kontrolliert werden.

174. Entscheidend für die Frage, welcher Markt für die wettbewerbliche Prüfung in räumlicher Hinsicht relevant ist, ist die hinreichende Homogenität der Wettbewerbsbedingungen. Von benachbarten Gebieten muss sich der relevante Markt hingegen durch spürbar unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen unterscheiden.[169] Die notwendige Homogenität der Wettbewerbsbedingungen kann nach Auffassung der Monopolkommission anhand verschiedener Merkmale geprüft werden. Die vom Bundeskartellamt auf die bloße Ausdehnung der verfügbaren Anbieter fokussierte Betrachtung überzeugt die Monopolkommission jedoch nur bedingt, da durchaus auch Hinweise für eine netzbezogene Marktabgrenzung vorzufinden sind. Dazu gehören etwa die Spanne der verfügbaren Anbieter und der Preis, den Sondervertragskunden für die Abnahme von Strom in verschiedenen Netzen bezahlen. Die Zahl der Anbieter je Postleitzahlengebiet schwankt dabei erheblich zwischen minimal 28 und maximal 112 Anbietern für Privatkunden (bzw. 17 zu 74 Anbietern für Gewerbekunden).[170] Auch die Differenz der Endkundenpreise stellt ein wichtiges Merkmal für das Maß der Integration räumlich unterschiedlicher Gebiete dar. Aktuelle Daten zeigen jedoch, dass zumindest in einzelnen Gebieten durchaus erhebliche Gefälle der Strompreise vorliegen (vgl. Abbildung 3.9). Diese Preisunterschiede können neben konkreten Unterschieden in den Wettbewerbsbedingungen auch auf andere Faktoren zurückzuführen sein. Sie sind nach Auffassung der Monopolkom-

[167] Vgl. BKartA, B8-107/09, Rn. 40.
[168] Vgl. ebenda, Rn. 59 ff.
[169] Vgl. dazu etwa EU-Kommission, Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, ABl. EG Nummer C 372 vom 9. Dezember 1997, S. 5, Rn. 8.
[170] Vgl. Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarkt aktuell, Januar 2011, S. 46.

Abbildung 3.9

Günstigster Stromtarif ohne Vorauskasse, bei einer Abnahmemenge von 4 000 kW/h pro Jahr am 1. Januar 2011



Quelle: Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarkt aktuell, Januar 2011, S. 12

mission aber ein Hinweis darauf, dass eine genauere Überprüfung der räumlichen Wettbewerbsverhältnisse angezeigt ist.

175. Die räumliche Abgrenzung der relevanten Endkundenmärkte für Strom und Gas ist stets nach den gleichen Kriterien zu prüfen. Wirksame Marktzutrittsbarrieren, die eine schnelle und problemlose Ausweitung des Angebots von Gaslieferanten verhindern, sind wichtige Hinweise darauf, dass eine hinreichende Angebotsumstellungsflexibilität nicht vorliegen kann und eine netzbezogene Marktabgrenzung anzunehmen ist. Das Bundeskartellamt sah bei seiner Entscheidung Integra/Thüga bereits eine fortschreitende Liberalisierung der Gasmärkte durch verschiedene Regulierungsinstrumente gegeben. Allerdings verweist das Amt darauf, dass bestimmte Marktverhältnisse nicht notwendigerweise bereits mit der Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen eintreten, weshalb auch bei sich ändernden rechtlichen Rahmenbedingungen zunächst die Entwicklung der tatsächlichen Marktverhältnisse abzuwarten bleibe.[171] Die Monopolkommission stimmt dem Bundeskartellamt insoweit zu, weist aber darauf hin, dass auch auf den Gasmärkten zuletzt eine ganz erhebliche Ausweitung der Anbieterzahlen stattgefunden hat. Dies belegen bereits Statistiken für das Jahr 2009 über die Ausweitung der Vertriebsgebiete. Heute ist davon auszugehen, dass Kunden auf den Gasendkundenmärkten in vielen Fällen die Wahl zwischen einer ganzen Reihe von Angeboten haben. Zum 1. Januar 2011 wurden pro Postleitzahlengebiet durchschnittlich 31 Anbieter für die Gasversorgung von Privatkunden und 20 Anbieter für Gewerbekunden verzeichnet.[172] Minimal handelte es sich um 15 bzw. fünf Anbieter in einem Postleitzahlengebiet (vgl. Abbildung 3.10). Damit erscheint der Monopolkommission auch im Gasmarkt eine erhebliche Marktdurchdringung erreicht. Eine unterschiedliche Marktabgrenzung im Vergleich zu den Endkundenmärkten für Strom bedarf nach Auffassung der Monopolkommission zusätzlicher Anhaltspunkte.

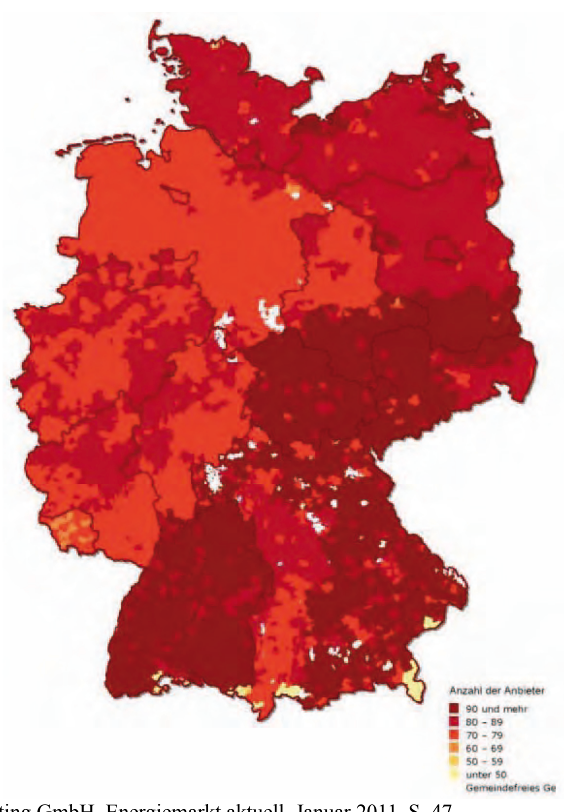
176. Die Monopolkommission empfiehlt daher, eine tiefere Analyse der räumlichen Marktabgrenzung im Endkundensektor für Strom und Gas vorzunehmen und bei der Berücksichtigung von Angebotssubstitution insbesondere anhand empirischer Daten (etwa zu bestehenden

[171] Vgl. BKartA, B8-107/09, Rn. 62.

[172] Vgl. Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarkt aktuell, Januar 2011, S. 47.

Abbildung 3.10

Anzahl externer Gasanbieter pro Postleitzahlengebiet am 1. Januar 2011



Quelle: Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarkt aktuell, Januar 2011, S. 47

Preis- und Anbieterheterogenitäten) zu prüfen, ob diese hinreichend ist, um von einem bundesweit homogenen Markt auszugehen. Neben den Alternativen einer netzgebietsbezogenen oder bundesweiten Marktabgrenzung sollten dabei auch weitere Alternativen empirisch untersucht werden. So hält es die Monopolkommission ebenfalls für prüfenswert, ob eine Ausdehnung des räumlich relevanten Marktes auf die Bereiche von Regelzonen (Strom) oder Marktgebieten (Gas) die Marktverhältnisse möglicherweise geeignet wiedergeben könnte.

4 Netzebene und Regulierung

4.1 Netzzugang und Regelsysteme im Energiesektor

4.1.1 Grundlagen und Überblick

177. Die Regulierung des Zugangs zu den Strom- und Gasversorgungsnetzen folgt der grundlegenden Überlegung, dass ein wettbewerbliches Geschehen zwischen Nutzern und Lieferanten von Strom und Gas notwendigerweise den barriere- und diskriminierungsfreien Zugang zu den jeweiligen Energienetzen voraussetzen muss. In der Vergangenheit sind im Strom- und Gassektor Regelsysteme zur Ermöglichung eines gemeinsamen Netzzugangs entwickelt und normativ verankert worden, die zum Teil auf ähnlichen Grundüberlegungen aufsetzen, sich jedoch in ihrer spezifischen Ausgestaltung deutlich voneinander unterscheiden. Diese Regelsysteme legen die Bedingungen fest, nach denen Wettbewerber im Strom- und Gassektor Zugang zu den Netzen erlangen. Da Marktzugangsschranken und andere Ineffizienzen durch die Regelsysteme vermieden werden sollen, ist ihre Ausgestaltung auch in der Detailebene von hoher Wichtigkeit. Die zu diesem Zweck entwickelten Regelmechanismen werden jedoch auch von Fachleuten als außerordentlich komplex wahrgenommen. Nachfolgend sollen daher zunächst wichtige Grundzüge der Zugangsregulierung im Strom- und Gassektor näher erläutert werden.

4.1.1.1 Netzzugang

178. Für Nutzer der Energieversorgungsnetze stellt der § 20 EnWG die wichtigste Rechtsgrundlage für den Zugang zum Energiemarkt dar. Danach haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Zugang zur jeweiligen Infrastruktur zum Zwecke des Transports von Strom oder Gas zu gewähren. Einzelheiten zur Ausgestaltung dieses Zugangsrechts regeln spezielle Rechtsverordnungen, insbesondere die Stromnetzzugangsverordnung und die Gasnetzzugangsverordnung.

Netzzugang im Stromsektor

179. Im Stromsektor benennt ein Lieferant oder Endverbraucher von elektrischer Energie die Netze, in denen die Einspeisung und die Entnahme der elektrischen Energie erfolgen sollen, um mit den jeweiligen Netzbetreibern Verträge über die Netznutzung abzuschließen (Netznutzungsverträge bzw. Lieferantenrahmenverträge).[173] Für die Nutzung des gesamten deutschen Energieversorgungsnetzes fallen Entgelte an, die sich gemäß § 17 Absatz 1 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)[174] räumlich allein nach der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle richten. Die Netznutzung erfolgt somit unabhängig von der Distanz des Einspeisepunktes, etwa einem Kraftwerk, und den belieferten Netznutzern („Modell Kupferplatte Deutschland“). Aus diesem Zusammenhang ergibt sich der für den Wettbewerb im Energiemarkt grundlegende Sachverhalt, dass ein Energielieferant nicht die Aufgabe hat, aus einer physikalischen Perspektive Strom vom Einspeisepunkt zum Kunden zu transportieren, sondern das Ziel verfolgt, Einspeise- und Entnahmemengen im deutschen Netz im Gleichgewicht zu halten. Zu diesem Zweck sorgen Bilanzierungssysteme dafür, dass ein oder mehrere Netzkunden nominal immer diejenigen Strommengen entnehmen, die sie eingespeist haben.[175] Die beim Transport anfallenden Verlustmengen werden hingegen im Rahmen von Verlustenergie durch die Netzbetreiber in den jeweiligen Regelzonen ausgeglichen.[176]

180. Beim Handel von Stromkapazitäten über die Grenzen Deutschlands hinweg ist in der Regel ein Energietransport über die an der Grenze befindlichen Grenzkuppelstellen nötig. Hier liegen an vielen Grenzen jedoch Engpässe vor, die im Rahmen eines Engpassmanagementverfahrens bewirtschaftet werden müssen.[177] Nutzer von grenzüberschreitenden Kapazitäten sind daher neben dem deutschen Netz auf ausreichende Grenzübergangskapazitäten und auf die ausländischen Netzzugangsregeln angewiesen. Teilweise bestehen auch Engpässe im deutschen Netz, die jedoch allein durch die Netzbetreiber mittels verschiedener Verfahren ausgeglichen werden.

181. Während der Netzzugang als Netzkunde durch die zuvor genannten Konzepte reguliert ist, ist für einen reinen Stromerzeuger von Bedeutung, welche Markteintrittsbarrieren er überwinden muss, um an das Kraftwerksnetz angeschlossen zu werden. Die Anreize zum Aufbau von Erzeugungskapazitäten im Bereich erneuerbarer Energien, wie auch bei konventionellen Kraftwerken sind auch davon abhängig, wie aufwendig und teuer die Errichtung neuer Anlagen ist. Dabei ist die Frage des diskriminierungsfreien Anschlusses und Zugangs zu den Übertragungsnetzen zur anschließenden Vermarktung von Elektrizität für unabhängige Kraftwerksbetreiber von hoher Wichtigkeit. Um Diskriminierungsmöglichkeiten beim Netzanschluss und Netzzugang durch die vertikal integrierten Netzbetreiber gegenüber Wettbewerbern auf dem Erzeugermarkt weitgehend auszuschließen, wurde am 26. Juni 2007 die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV)[178] erlassen, die auch das Verfahren zum Netzanschluss regelt.[179]

Netzzugang im Gassektor

182. Der Netzzugang im Gassektor war in den vergangenen zehn Jahren einer Reihe für den Wettbewerb wichtiger Änderungen unterworfen, die allen interessierten Netzkunden einen diskriminierungsfreien einfachen Zugang zu den Märkten verschaffen sollten. Die wichtigsten Entwicklungsschritte sollen nachfolgend kurz erläutert werden, um einen Einblick in den derzeitigen Entwicklungsstand des Netzzugangs im Gassektor zu geben.

183. Bis zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Jahr 2006 mussten Transporteure von Gas im Rahmen der Verbändevereinbarung II einen Transportpfad zwischen dem ersten Einspeisepunkt und der Entnahmestelle festlegen und mit den auf dem fiktiven Transportpfad betroffenen Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern einzelne Verträge schließen (Punkt-zu-Punkt-Modell). Dabei wurden Ein- und Ausspeisungen in die Netze als physische Gasflüsse betrachtet, die im Rahmen einzelner Netznutzungskontrakte zu regeln waren. Dieses Modell war in mehrfacher Hinsicht ineffizient. Während das Gas physisch nicht grundsätzlich den Weg des fiktiven Transportpfades nahm, weil sich Ein- und Ausspeisungen unterschiedlicher Kunden aufsummierten, fielen die Gebühren abhängig von der Transportdistanz bzw. von der Anzahl fiktiv genutzter Netze an.[180] Diese Situation führte weiter zu der Problematik, dass sich im Wettbewerb zwischen den etablierten Energieversorgern und neuen Marktteilnehmern eine systematische Ungleichbehandlung einstellte, da die vertikal integrierten Netzbetreiber gegenläufige Gasflüsse saldieren und gleichzeitig einen Systemausgleich innerhalb des eigenen Netzes durchführen konnten.

184. Seit dem 1. Oktober 2006 ersetzt das Zweivertragsmodell (Entry-/Exit-Modell) das alte Punkt-zu-Punkt-Modell. Gemäß § 20 Absatz 1b EnWG erfordert der Zugriff auf die Gasversorgungsnetze damit lediglich zwei Verträge und ist so unabhängig vom Transportpfad.

---

[173] Lieferanten, die keine genauen Ausspeisepunkte im Netz benennen, können gemäß § 20 Absatz 1a EnWG allgemeine Rahmenverträge über die Netznutzung schließen.

[174] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2225; zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1634.

[175] Vgl. Abschnitt 4.1.1.2.

[176] Vgl. Abschnitt 4.1.1.4.

[177] Vgl. Abschnitt 4.1.1.3.

[178] Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie vom 26. Juni 2007, BGBl. I S. 1187.

[179] Ein ausführlicher Überblick über die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung findet sich in Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 84 ff.

[180] Tatsächlich besteht ein Grundproblem der Bepreisung des Netzzugangs darin, dass bei einem fiktiv längeren Transportpfad tendenziell auch mehr Leitungskapazitäten erforderlich sind, die Zunahme notwendiger Kapazität allerdings degressiv verläuft, da durch den Saldierungseffekt von Ein- und Ausspeisungen es nur teilweise tatsächlich zu Transporten kommt. Die Aneinanderreihung von Netzentgelten stellt daher keine kostenäquivalente Bepreisung der Gastransporte dar. Gleiches gilt allerdings für transportpfadunabhängige Netzentgelte.

Mit dem Netzbetreiber, in dessen Netz eine Einspeisung von Gas erfolgen soll, ist ein Vertrag über Einspeisekapazitäten erforderlich (Einspeisevertrag). Zusätzlich muss ein Vertrag mit dem Netzbetreiber, aus dessen Netz die Entnahme von Gas erfolgen soll, über Ausspeisekapazitäten abgeschlossen werden (Ausspeisevertrag). Die Netzbetreiber müssen solche Kapazitäten anbieten, die unabhängig voneinander nutzbar und handelbar sind. Durch das Zweivertragsmodell werden daher die mit dem Punkt-zu-Punkt-Modell verbundenen Diskriminierungsmöglichkeiten beseitigt.

185. Zur Umsetzung des Zweivertragsmodells sind die Netzbetreiber verpflichtet, untereinander verbindlich zusammenzuarbeiten, um dem Transportkunden zu ermöglichen, dass dieser zur Abwicklung eines Transports auch über mehrere, durch Netzkopplungspunkte miteinander verbundene Netze nur einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag abschließen muss. Eine deutschlandweite Anwendung des Zweivertragsmodells – vergleichbar mit den deutschlandweit distanzunabhängigen Entgelten im Stromsektor – kam jedoch nicht zustande, da insbesondere technische Engpässe im Netz einer Zusammenarbeit entgegenstehen. Für diesen Fall lässt § 20 Absatz 1b EnWG explizit Ausnahmen von der Kooperationspflicht zu, soweit die Zusammenarbeit technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist.

186. Die Möglichkeit der Trennung einzelner Zonen, in denen das Zweivertragsmodell anwendbar ist, führte zur Gründung von Marktgebieten im deutschen Gassektor. Ein Marktgebiet setzt sich aus dem Netzgebiet einer oder mehrerer Fernleitungsnetzbetreiber zusammen (§ 20 Absatz 1 GasNZV). Nach § 6 Absatz 4 GasNZV a. F. (bis 2010) war weiterhin ausdrücklich geregelt, dass eine Unterteilung in mehrere Marktgebiete nur bei dauerhaft technisch begründbaren Engpässen zulässig war, d. h. ein Marktgebiet bildete der Definition nach eine Zone (Netzgebiet), in der keine Kapazitätsengpässe vorliegen.[181] Während der Gastransport innerhalb einer solchen Zone im Vergleich zum Punkt-zu-Punkt-Modell somit stark vereinfacht worden ist und auch nicht durch Kapazitätsengpässe beschränkt wird, ist ein Transport von Gas über mehrere Marktgebiete hinweg nach wie vor mit den transportpfadbedingten Problemen behaftet. So führt die Zersplitterung der Marktgebiete dazu, dass für den Transport von Gas über mehrere Marktgebiete hinweg in jedem fiktiv durchquerten Marktgebiet vom Transportkunden Ein- und Ausspeisekapazitäten benötigt werden. Bei marktgebietsübergreifenden Transporten summieren sich dabei die Entry- und Exitentgelte (Pancaking) und reduzieren so die Möglichkeit ungehinderter Gastransporte.

Des Weiteren sind die Marktgebietsübergangskapazitäten ebenso wie die Grenzübergangskapazitäten zu Nachbarländern knapp und stellen daher Engpässe dar.[182] Durch diese Restriktionen wird der Handel zwischen den Marktgebieten gestört, sodass sich in den jeweiligen Gebieten unterschiedliche Preise für Erdgas einstellen können. Aus diesem Grund hat sich die Monopolkommission in der Vergangenheit stets für eine Reduzierung der Marktgebiete ausgesprochen.[183] Insbesondere getrieben durch den Druck der Bundesnetzagentur ist die Anzahl der Marktgebiete in den vergangenen Jahren stetig reduziert worden (vgl. Abbildung 4.1). Die bis heute verbliebenen sechs Marktgebiete stellen aus Sicht der Monopolkommission jedoch nach wie vor eine Handels- und Wettbewerbsbarriere dar und sollen entsprechend den Regelungen in § 21 der neuen Gasnetzzugangsverordnung kurzfristig weiter reduziert werden.

4.1.1.2 Bilanzierung

187. Die Bilanzierung stellt ein im Strom- und Gassektor gleichermaßen bedeutendes Regelsystem dar. Im Rahmen der Bilanzierung werden die durch die Netznutzer in das Netz eingespeisten und wieder entnommenen Energiemengen in einem Bilanzkonto erfasst und periodisch saldiert.[184] Die Ausgestaltung der Bilanzierungssysteme im Strom- und im Gassektor ist dazu grundlegend nach Maßgabe der Vorschriften des § 20 Absatz 1a (Strom) und 1b (Gas) EnWG geregelt. Einzelheiten werden durch die §§ 4 und 5 StromNZV und die §§ 22 bis 26 GasNZV sowie Festlegungen der Regulierungsbehörde bestimmt.

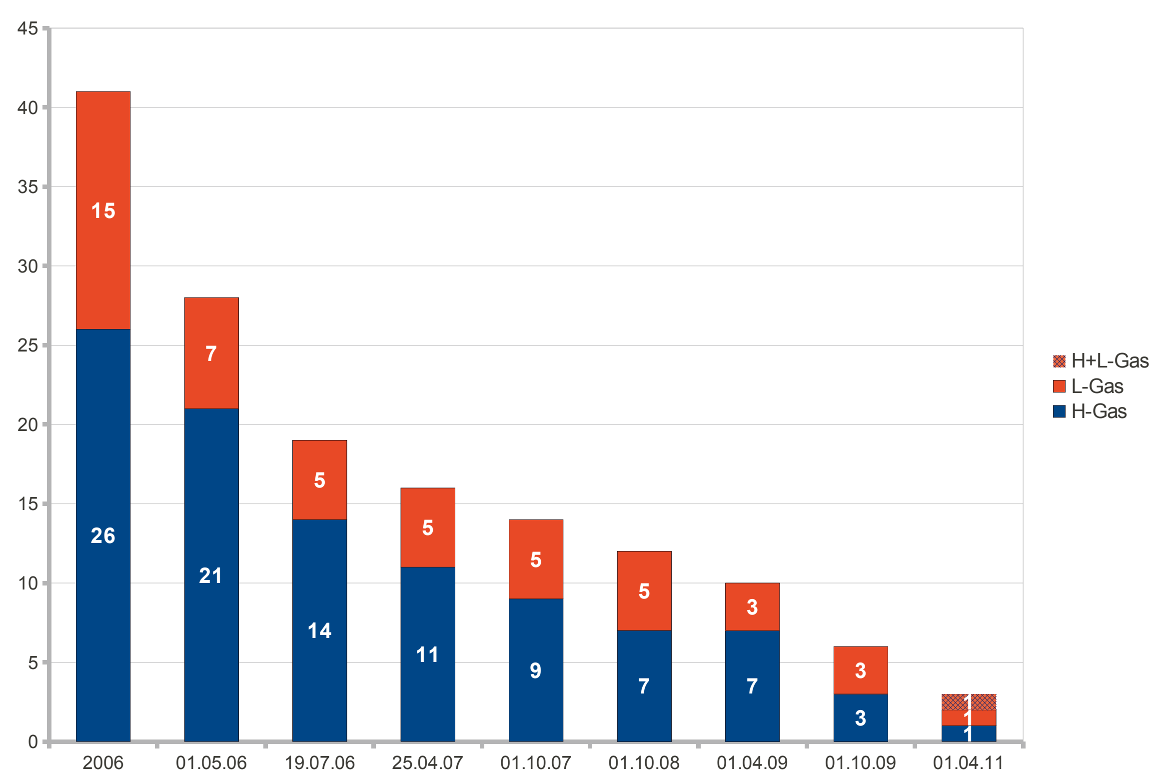
188. Ein Bilanzierungssystem ist im Strom- und Gassektor vor allem deshalb notwendig, da der in einem Netz befindliche Strom bzw. das Gas nicht physisch einem bestimmten Anbieter zugewiesen werden kann. Aus diesem Grund wird die Gesamtmenge an Energie, die sich innerhalb eines Bilanzierungszeitraums in einem Netz befindet, virtuell auf die verschiedenen Netznutzer aufgeteilt. Sie wird dazu in den Teilen einzelnen Netznutzern zugerechnet, in denen diese innerhalb eines Bilanzierungszeitraums Einspeisungen von Energie vorgenommen haben. Durch die Saldierung der Einspeisungen mit den Ausspeisungen kann im Rahmen der Bilanzierung festgestellt werden, ob der Netzkunde im Bilanzierungszeitraum dem Netz ausreichend Energie zugeführt hat. Dabei sollen den Netzkunden Anreize gesetzt werden, ihr Bilanzkonto dahingehend auszugleichen, dass der Saldo von Ein- und Ausspeisungen innerhalb des vordefinierten Bilanzierungszeitraums null beträgt.

189. Die Grundlagen der Bilanzierung im Strom- und Gassektor beruhen auf einer ähnlichen Systematik. In beiden Energiesektoren ist für die Nutzung des Netzes die Zuordnung zu einem Bilanzkreis erforderlich. Bei einem Bilanzkreis handelt es sich um ein virtuelles Energiemengenkonto für ein bestimmtes Netzgebiet, in welchem alle Einspeisungen und Entnahmen, die Netzkunden vorgenommen haben, saldiert werden. Ein einzelner Bilanzkreis kann einen oder auch mehrere Netzkunden einschließen. In letzterem Fall werden mehrere Unterbilanzkreise zu ei-

[181] In der neuen Gasnetzzugangsverordnung ist hingegen konkret die zukünftige Zusammenlegung der Marktgebiete geregelt.
[182] Vgl. Abschnitt 4.1.1.3.
[183] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 492; Sondergutachten 54, a. a. O. Tz. 236 ff.
[184] Im Gasbereich wird die Entnahme von Energie als Ausspeisung bezeichnet. Nachfolgend werden die Begriffe Entnahme und Ausspeisung für Strom und Gas synonym gebraucht.

Abbildung 4.1

Entwicklung der Anzahl der Marktgebiete



Quelle: Bundesnetzagentur; eigene Darstellung

nem Bilanzkreis verbunden werden (§ 4 Absatz 1 Satz 3 StromNZV bzw. § 22 Absatz 2 Satz 2 GasNZV). Für den eigentlichen (Haupt-)Bilanzkreis ist jedoch ein einzelner gegenüber dem Netzbetreiber verantwortlicher Netzkunde (Bilanzkreisverantwortlicher) zu benennen, während die Netznutzer mit Unterbilanzkreisen den Ausgleich von Abweichungen untereinander regeln müssen.

190. Die Länge einer Bilanzierungsperiode ist festgelegt und ist unter anderem davon abhängig, welche Zeiträume eine netzstabile Zu- und Abfuhr von Energie erwarten lassen. Während die Bilanzierungsperiode im Stromsektor 15 Minuten beträgt, findet im Gassektor auch aufgrund der hier möglichen Variabilität unterschiedlicher Gasdrücke seit dem 1. Oktober 2008 eine 24-stündige Bilanzierungsperiode Anwendung. Speisen die Netzkunden innerhalb einer Bilanzierungsperiode zu viel oder zu wenig Strom bzw. Gas in ihren Bilanzkreis ein, so müssen sie den positiven oder negativen Saldo dadurch ausgleichen, dass sie vom Netzbetreiber sog. Ausgleichsenergie beziehen. Ein Anreiz zum selbstständigen Ausgleich der Bilanz soll dadurch ausgelöst werden, dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie gegenüber einem Bilanzausgleich durch Zu- oder Verkäufe an den Märkten einen Preisnachteil zur Folge hat. Im Stromsektor sind Bilanzungleichgewichte gemäß § 5 StromNZV auch grundsätzlich nur unter strengen Voraussetzungen zulässig (z. B. ungeplanter Kraftwerksausfall). Da der Ausgleich der Bilanz insbesondere durch stochastische Schwankungen bei den Ausspeisungen für kleinere Netzkunden bzw. Energielieferanten besonders schwierig ist, werden durch die Pflicht zur Bilanzierung auch Anreize gesetzt, sich mittels Unterbilanzkreisen zum Zwecke der Bilanzierung gegenüber dem Netzbetreiber zusammenzuschließen. Gleichzeitig ist die unterschiedliche Größe von Bilanzkreisen auch ein Grund dafür, dass der Regulierer darauf bedacht sein sollte, keine zu hohen oder zu niedrigen Ausgleichsenergiepreise zuzulassen.

191. Die Über- oder Unterspeisung von Bilanzkreisen führt zwar zur Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie; sie hat jedoch noch nicht zwingend Auswirkungen auf den Netzbetreiber, der zur Sicherung der Netzstabilität bei einer Unter- bzw. Überspeisung des Netzes eingreifen muss. Vielmehr gleichen sich zunächst stochastisch vorkommende Unter- und Überspeisungen von Bilanzkreisen aus. Erst ein eventuell kritischer Saldo führt zu einer Über- oder Unterspeisung des gesamten Netzes. In diesem Fall muss der Netzbetreiber in der Regel zur Sicherung der Netzstabilität auf Regelenergie zurückgreifen. Die in diesem Zusammenhang geltende Regulierung wird in Abschnitt 4.1.1.4 diskutiert.

192. Da die Netzbetreiber für die Stabilität der Energienetze und die Proportionalität von Ein- und Ausspeisungen verantwortlich sind, führen sie die Bilanzkreiskonten

und rechnen sie ab. Im Stromsektor müssen Netzkunden gemäß § 4 Absatz 1 StomNZV deshalb in jedem der vier Netze – den jeweiligen Regelzonen – einem eigenen Bilanzkreis zugeordnet sein. Innerhalb einer Regelzone führt der jeweilige Netzbetreiber in diesem Zusammenhang die Bilanzkreiskonten und beschafft die erforderliche Regelenergie zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Netzes. Im Gassektor sind mehrere Netze zu Marktgebieten verbunden, die für die Stabilität des jeweiligen Netzes verantwortlich sind. Das Marktgebiet stellt im Gassektor gleichzeitig auch eine Regelzone dar. Innerhalb eines Marktgebietes führt in der Regel der marktgebietsaufspannende Fernnetzbetreiber die Bilanzkreise für das gesamte Marktgebiet und wird daher auch marktgebietsverantwortlicher Netzbetreiber genannt (§ 22 Absatz 1 Satz 2 GasNZV).

193. Die Bilanzierung von Einspeisungen erfolgt im Stromsektor im Rahmen von Fahrplänen (§ 5 StromNZV), während im Gassektor Einspeisepunkte und -mengen zu nominieren sind (§ 15 Absatz 1 GasNZV). Bei den Ausspeisungen an Endverbraucher wird im Rahmen des Bilanzierungssystems ein weiteres grundsätzliches Problem eines Wettbewerbs in Strom- und Gasversorgungsnetzen angegangen. Da der Verbrauch und damit auch die erforderlichen Einspeisemengen den Lieferanten erst deutlich nach dem Lieferzeitpunkt – z. B. bei vielen Haushaltskunden erst durch die jährliche Ablesung des Zählers – bekannt sind, ist eine exakte Bilanzierung innerhalb der kurzfristigen Bilanzperioden oft nicht möglich. Es existieren daher verschiedene Verfahren, um die Ausspeise- bzw. Entnahmemengen bei Endverbrauchern dennoch bilanzieren zu können.

194. So werden durch Verteilnetzbetreiber fortlaufend typische Verbrauchswerte geschätzt, die als sog. Standardlastprofile bezeichnet werden. Insbesondere bei Haushaltskunden schwanken die Energieverbrauchsmengen sehr stark im Zusammenhang mit meteorologischen und kalenderspezifischen Faktoren (Temperatur, Feiertage etc.). Standardlastprofile stellen in diesem Zusammenhang eine Schätzung dar, welchen Bedarf ein durchschnittlicher Kunde einer bestimmten Gruppe an einem Folgetag haben wird. Beliefert ein Lieferant Standardlastprofilkunden, so werden die Ausspeisungen nach dem Lastprofil bilanziert. Da sich Abweichungen zwischen den mittels Lastprofilen geschätzten und den tatsächlichen Energieentnahmen eines Netzkunden ergeben können, wird in der Regel einmal jährlich eine sog. Mehr- und Mindermengenabrechnung durchgeführt, bei der dem Lieferanten die tatsächlichen Verbrauchswerte in Rechnung gestellt werden (§ 13 StromNZV bzw. § 25 GasNZV).

195. Vor allem bei Großkunden wird der Verbrauch hingegen im Rahmen einer registrierten Leistungsmessung erfasst. Dabei werden die tatsächlichen Verbrauchswerte laufend an den Lieferanten übermittelt und gehen in der Regel in Höhe der Messwerte in die Bilanzkonten ein. Es wird angestrebt, in Zukunft zunehmend einen größeren Anteil leistungsgemessener Kunden insbesondere im Stromsektor zu gewinnen, indem elektronische Fernauslesesysteme, sog. Smart Meter, eine zunehmende Verbreitung erfahren.

196. Einzelheiten der Bilanzierung nach Standardlastprofilen bzw. registrierter Leistungsmessung sind im Strom- und Gassektor unterschiedlich geregelt. Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen haben bei Stromlieferungen an Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100 000 kWh Standardlastprofile anzuwenden. In begründeten Fällen sind jedoch Ausnahmen auch bei höheren Verbrauchswerten zulässig (§ 12 Absatz 1 StromNZV). Standardlastprofile sollen sich an den Verbräuchen der in § 12 Absatz 2 Nummer 1 bis 6 StromNZV festgelegten Gruppe von Endverbrauchern orientieren. Dies sind Gewerbe, Haushalte, Landwirtschaft, Bandlastkunden, unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen und Heizwärmespeicher.

Verteilnetzbetreiber im Gassektor entwickeln Standardlastprofile für Letztverbraucher bis zu einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kWh pro Stunde und bis zu einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Mio. kWh (§ 24 Absatz 1 GasNZV). Für Letztverbraucher mit höheren maximalen Ausspeiseleistungen können Verteilnetzbetreiber in Ausnahmefällen höhere oder niedrigere Grenzwerte für die Anwendung von Standardlastprofilen festlegen, wenn ein funktionierender Netzbetrieb dies technisch erfordert (§ 24 Absatz 2 GasNZV). Die Verordnung nennt als typische Verbrauchergruppen insbesondere Gewerbebetriebe, Kochgaskunden und Heizgaskunden (§ 24 Absatz 3 GasNZV).

4.1.1.3 Kapazitäten und Engpässe

197. Die Nutzung von Strom- und Gasversorgungsnetzen wird durch die Verfügbarkeit entsprechender Netzkapazität begrenzt. Im Stromsektor ist damit in der Regel die Kapazität von zusammenhängenden Netzen gemeint, die ausreichen muss, um die elektrische Energie von den Standorten der Energieerzeugung zu den Entnahmestellen zu transportieren. Verbindungspunkte zwischen zwei Netzen werden als Interkonnektoren, an den Grenzen als Grenzkuppelstellen, bezeichnet. Die Kapazität dieser Knotenpunkte hat eine besondere Relevanz bei der Engpassbewirtschaftung im Stromsektor. Im Gassektor werden demgegenüber Kapazitäten zur Ein- und Ausspeisung von Gas an unterschiedlichen Punkten in den europäischen Fernleitungsnetzen unterschieden. Freie Kapazitäten eines Gesamtnetzes wie auch die Kapazitäten des Netzübergangs werden daher durch die Verfügbarkeit von Nutzungsrechten zur Ein- und Ausspeisung abgebildet.

198. Kapazitäten sind vor allem dort von Bedeutung, wo Netzengpässe auftreten, also knappe Kapazitäten vorliegen. In der Regel ist es effizient, auftretende Engpässe im Rahmen von Engpassmanagementverfahren auszugleichen.[185]

[185] Eine ausführliche Diskussion der dazu infrage kommenden Verfahren findet sich in Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 154 ff.

Gemäß § 15 StromNZV und entsprechend der EU-Verordnung Nummer 1228/2003[186] über den grenzüberschreitenden Stromhandel sind Betreiber von Stromübertragungsnetzen verpflichtet, im Falle von Netzengpässen die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften, sofern die Entstehung solcher Engpässe nicht im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren mithilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen verhindert werden kann.

Im deutschen Gassektor haben Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 8 Absatz 2 GasNZV frei zuordenbare Ein- und Ausspeisekapazitäten anzubieten, mit deren Hilfe die Netzkunden Gas innerhalb des Marktgebietes nutzen können. Dabei ist von Bedeutung, dass, im Unterschied zum Stromsektor, das transportierte Gas sehr häufig aus dem Ausland beschafft werden muss und zu diesem Zweck aus anderen Fernleitungsnetzen in das Zielnetz eingespeist wird. Häufig treten daher Engpässe an den Ein- und Ausspeisestellen der Netzkopplungspunkte auf. Der Zugang zu diesen Kapazitäten ist für viele Netznutzer und den Wettbewerb im Gasmarkt von grundsätzlicher Bedeutung. Für die Bewirtschaftung dieser Kapazitäten sind eine Reihe von Vorgaben aus der Gasnetzzugangsverordnung und Festlegungen der Bundesnetzagentur zu beachten.

199. Die Verfahren zum grundsätzlichen Umgang mit Engpässen können danach voneinander unterschieden werden, welche Wertschöpfungsstufe mit dem Knappheitsproblem konfrontiert ist bzw. ob es auf der Handelsebene durch den Engpass zur Bildung zweier Preiszonen kommt. Auf der einen Seite nutzen die Netzbetreiber eigene Verfahren, um das Engpassproblem ihrerseits zu beheben, sodass auf der Ebene der Netznutzer kein Engpass erkennbar ist und sich in der Folge ein einheitlicher Preis für Energie einstellen kann. Davon sind auf der anderen Seite solche Verfahren abzugrenzen, die auf der Ebene der Netznutzer zu einer Teilung des Marktes in zwei Preiszonen führen, für die eine möglichst effiziente Bewirtschaftung der zur Verfügung stehenden Engpasskapazitäten erfolgen sollte.

200. Netzengpässe, die innerhalb bestimmter Zonen auf der Wertschöpfungsstufe der Netzbetreiber ausgeglichen werden, führen für die Netznutzer nicht zu einer Kapazitätslimitierung. Gleicht der Netzbetreiber den Engpass durch eigene Maßnahmen aus, so liegt aus Sicht der Netznutzer kein Engpass vor. Über beide Seiten des Engpasses hinweg kann sich daher trotz der Limitierung eine einheitliche Preiszone einstellen. Im Stromsektor stellt die gesamte Fläche Deutschlands eine eigene Preiszone dar. Im Gassektor bestehen für Transporte zwischen Ein- und Ausspeisepunkten eines Marktgebietes in der Regel keine für die Netznutzer relevanten Engpässe. Dies bedeutet jedoch nicht, dass es nicht innerhalb dieser Gebiete zu technischen Engpässen kommen kann, denen jedoch allein die Netzbetreiber entgegenwirken müssen.

201. Übertragungsnetzbetreiber nutzen im Stromsektor verschiedene Varianten des Redispatchings, um ihrerseits Engpässe innerhalb einer einheitlichen Preiszone auszugleichen. Innerhalb des deutschen Netzes kommt insbesondere das sog. kostenbasierte Redispatching zum Einsatz. Dabei werden zur Vermeidung von Engpässen gezielt Kraftwerke auf beiden Seiten des Engpasses hoch und runter geregelt. Die dabei entstehenden Kosten werden den Kraftwerken von den Übertragungsnetzbetreibern ersetzt und als Regelkosten auf die Netznutzer umgelegt. Dadurch kann sich trotz des Engpasses für das gesamte Netz ein einheitlicher Preis für Strom einstellen, auch wenn in einer temporären Engpasssituation die Produktionsgrenzkosten nicht in allen Regionen identisch sind. Nachteil des Verfahrens ist, dass durch die Kostenerstattung die Preisunterschiede zwischen den Regionen verschleiert werden und sich dadurch nur geringe Anreize zur Engpassbeseitigung ergeben.

Beim marktbasierten Redispatching, das auch als Countertrading bezeichnet wird, wird zur Beseitigung planbarer Engpässe die auf der jeweiligen Engpassseite erforderliche zusätzliche positive oder negative Energie im Vorhinein mit der Regelenergie ausgeschrieben. Energieerzeuger besitzen dann zumindest geringe Anreize, zusätzliche Erzeugungskapazitäten auf der Seite des Engpasses zu errichten, auf der vergleichsweise teure Kraftwerke im Zuge des marktbasierten Redispatchings hoch geregelt werden müssen. Ein erheblicher Nachteil des marktbasierten Redispatchings liegt jedoch in den dadurch entstehenden Anreizen marktmächtiger Erzeuger zu strategischem Verhalten.[187]

202. Der Gassektor unterscheidet sich bei den Möglichkeiten des Umgangs mit Engpässen durch die physischen Eigenschaften des transportierten Gutes und die fehlende Möglichkeit, Engpässe wie beim Strom durch zusätzliche oder verringerte Erzeugung zu vermeiden. Deshalb sind hier andere Verfahren anzuwenden, um einen einheitlichen Preis (Preiszone) sicherzustellen. Ein Instrument, das Netzbetreiber gemäß § 9 Absatz 3 Satz 2 Ziffer 1 GasNZV anwenden müssen, um ausreichend frei zuordenbare Kapazitäten bereitzustellen, sind kombinierte Lastflusszusagen, die bewirken, dass netztechnisch eine Flussverschiebung stattfindet. Durch den Abruf einer Lastflusszusage akzeptiert ihr Anbieter eine Unterbrechung seiner gebuchten und eigentlich frei zuordenbaren Kapazität. Lastflusszusagen werden daher im Vorhinein vom Fernnetzbetreiber etwa durch Ausschreibungen eingeholt. Sie stellen dann eine Versicherungsleistung des Fernleitungsnetzbetreibers dar, welche dieser bei Bedarf abrufen kann, um die angebotenen Kapazitäten auch darstellen zu können. Insbesondere kann er dadurch technisch eigentlich nicht durchführbare Transportnominie-

[186] Verordnung (EG) Nummer 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. EU Nummer L 176 vom 15. Juli 2003, S. 1.

[187] Marktmächtige Energieerzeuger könnten zu diesem Zweck ihre vergleichsweise günstigen Erzeugungskapazitäten für das relativ einträgliche Redispatching verwenden und sie dem Großhandelsmarkt gleichzeitig preissteigernd entziehen.

rungen aufgrund der möglichen Lastflussverschiebung einzelner Transportkunden annehmen und somit einen Engpass für die Nutzer vermeiden.

203. Gibt man die Vorgabe einer einheitlichen Preiszone über beide Seiten eines Engpasses hinweg auf, so ist es das Ziel des Engpassmanagements, die begrenzten Kapazitäten, die beide Preiszonen verbinden, effizient zu bewirtschaften. Im Stromsektor stellt Deutschland eine einheitliche Preiszone dar, sodass für die Übertragung von Strom in angrenzende Staaten eine solche Engpassbewirtschaftung stattfindet. Im Gassektor bildet jedes Marktgebiet eine eigene Preiszone. Sowohl der Übergang zwischen Marktgebieten als auch der Übergang in das angrenzende Ausland erfordert daher eine Engpassbewirtschaftung. Bestehende Engpässe können beispielsweise durch den Handel mit Übergangskapazitäten bewirtschaftet werden. Eine einfache Form des expliziten Kapazitätshandels, die im Gassektor lange Zeit angewendet worden ist, ist die Vergabe von Kapazitätsrechten nach dem First-come-first-served-Verfahren, unabhängig von den später tatsächlich realisierten physischen Austauschbeziehungen. Dies hat jedoch dazu geführt, dass erhebliche Kapazitäten langfristig gebucht wurden und kaum freie Kapazitäten für Netznutzer verfügbar waren.[188]

204. Verfahren zur Kapazitätsbewirtschaftung, die auf der Auktionierung beschränkter Übergangskapazitäten beruhen, haben gegenüber einfachen First-come-first-served-Verfahren in der Regel Effizienzvorteile. Hier ist grundsätzlich zwischen den Verfahrenstypen der impliziten und expliziten Auktion zu unterscheiden.

Bei der expliziten Auktion werden physische Kapazitätsnutzungsrechte versteigert. Da die Versteigerung ebenfalls unabhängig von den später tatsächlich realisierten Austauschbeziehungen erfolgt, hat dies zur Folge, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht die gesamte verfügbare Kapazität auch tatsächlich genutzt wird und die Möglichkeit einer strategischen Engpasserzeugung besteht. Zur effizienten Auslastung der Kapazitäten sind daher zusätzliche Verhaltensregeln erforderlich, die etwa die erzwungene Rückgabe oder den Weiterverkauf ungenutzter Kapazitäten vorschreiben.

Bei der Anwendung impliziter Auktionen sind hingegen keine physischen Übertragungsrechte über den Engpass erforderlich. Vielmehr wird der jeweils markträumende Energiepreis beider Preiszonen unter der Nebenbedingung ermittelt, dass die verfügbare Kapazität vollständig ausgelastet wird. Entsprechend werden Energiemengen in der Niedrigpreisregion erworben und in der Hochpreiszone verkauft, bis sich der Preis in beiden Regionen angeglichen hat oder die zur Verfügung stehende Kapazität ausgeschöpft wurde. Dabei fallen Arbitragegewinne an, die der Knappheitsrente aus der Bewirtschaftung der Engpasskapazität entsprechen. Implizite Auktionen sind ein effizientes Verfahren, um Engpässe zu bewirtschaften, da die zur Verfügung stehenden Kapazitäten in der Regel vollständig ausgenutzt werden und sich der verbleibende Preisunterschied zwischen den Regionen minimiert.

205. In diesem Zusammenhang werden auch konkrete Umsetzungsverfahren des Konzeptes impliziter Auktionen durch Varianten des Market Splitting und Market Coupling unterschieden. Market Splitting bezeichnet zunächst grundsätzlich die Trennung zweier Gebiete, zwischen denen ein Engpass existiert, in zwei Preiszonen (daher „Splitting“). Beide Gebiete verfügen über einen Börsenhandel. Die Börse eines Gebietes sorgt dabei durch Käufe und Verkäufe von Energie im Day-ahead-Handel für die Bewirtschaftung des Engpasses, der zur Reduzierung des Preisunterschieds zwischen beiden Regionen führt. Demgegenüber unterhalten die Börsen beider Preiszonen bei der Anwendung von Market Coupling ein gemeinsames Handelsbüro (daher „Coupling“), das den Handel zwischen den Börsen koordiniert. Das Konzept des Market Coupling kann für eine Vielzahl von Preiszonen erweitert werden, für die dann ein gemeinsamer Algorithmus die optimalen Lastflüsse und je nach Umsetzungsverfahren auch die sich ergebenden Handelspreise in den jeweiligen Zonen errechnet.

206. Eine Engpassbewirtschaftung kann auch durch eine Kombination impliziter und expliziter Auktionen erfolgen. Dazu werden grundsätzlich explizite Kapazitätsnutzungsrechte versteigert, während ein verbleibender Rest der Kapazitäten im Rahmen impliziter Auktionen abgewickelt wird. Auf diese Weise kann der Einfluss eines gemeinsamen Handelsbüros bei der Bewirtschaftung des Engpasses reduziert werden. Eine solche Kombination aus Kapazitätsnutzungsrechten und durch ein Handelsbüro abgewickelten impliziten Auktionen wird als Open Market Coupling bezeichnet.

207. Allen Verfahren gemein ist, dass demjenigen, der den Engpass bewirtschaftet stets Arbitragegewinne in Form einer Knappheitsrente anfallen. Fraglich ist daher, wie diese Knappheitsrente effizient eingesetzt werden kann. Eine Möglichkeit der Verwendung dieser Knappheitsrente besteht darin, sie zum Abbau des Engpasses einzusetzen. Alternativ wäre beispielsweise eine Reduzierung der Zugangsentgelte zu nicht kapazitätsbeschränkten Netzen möglich. Im Stromsektor lässt § 15 Absatz 2 StromNZV den Unternehmen die Wahl, die Erlöse aus der Engpassbewirtschaftung für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden, hierfür zurückzustellen oder entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen.

208. Theoretisch kommt es auf den Einzelfall an, welche der Möglichkeiten zur Verwendung der Netzentgelte effizient ist. Möglich wäre auch, dass der Aufbau zusätzlicher Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen im Einzelfall sehr hohe Kosten erzeugt und es daher effizienter sein kann, den Engpass bestehen zu lassen. Im Hinblick auf die aus Zeiten desintegrierter Energiemärkte stammenden physischen Kapazitätsengpässe an den deutschen Außengrenzen im Stromsektor hält die Monopolkommission diese Situation jedoch für unwahrscheinlich. Hier scheint generell eher ein unteroptimales Ausbauniveau vorzuliegen. Problematisch erscheint deshalb vielmehr, dass infolge des bestehenden Wahlrechts der Stromnetzbetreiber

[188] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungsnetzen, Dezember 2009.

heute kaum Anreize gegeben sind, die Arbitragegewinne zu einem effizienten Anteil zum Abbau der Engpässe einzusetzen. Denn zum einen bestehen im Falle der teilweise noch vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen keinerlei Anreize zum Netzausbau, sofern durch den Abbau der Engpässe die ausländische Konkurrenz auf der Erzeugerseite gestärkt wird. Zum anderen negiert die Ausgestaltungsform der Anreizregulierung als Erlösobergrenze die Anreize, durch den Ausbau der Netze zusätzliche Transporte und damit höhere Erlöse zu erzielen.[189] Ein Risiko entsteht dem Netzbetreiber bei einem Ausbau zudem dann, wenn dieser auch mit eigenen Investitionen verbunden ist, die im Rahmen der Entgeltregulierung einer ausreichenden Anerkennung bedürfen. Gerade Erweiterungsinvestitionen sind daher einem besonderen Kosten- und Erlösrisiko ausgesetzt, sodass Netzbetreiber hier tendenziell vorsichtig agieren.[190]

209. In ihrem letzten Sondergutachten zu leitungsgebundenen Energiemärkten aus dem Jahr 2009 hat sich die Monopolkommission bereits ausführlich mit der Bewirtschaftung von Engpässen beschäftigt und vorgeschlagen, dass im Stromsektor die Engpässe an den deutschen Außengrenzen zunehmend durch implizite Auktionen bewirtschaftet werden.[191] Die Monopolkommission begrüßt daher, dass in den vergangenen Jahren eine Vielzahl von Kopplungsinitiativen europäischer Strombörsen gestartet wurde (vgl. Tabelle 4.1). Insbesondere kommen seit Ende 2010 implizite Auktionen an den deutschen Außengrenzen zunehmend zur Anwendung. Seither besteht ein Market Coupling der westeuropäischen Großhandelsmärkte unter Beteiligung von Deutschland, Belgien, den Niederlanden, Luxemburg, Frankreich, Österreich sowie über Deutschland und Österreich ein Anschluss der nordeuropäischen Märkte in Norwegen, Schweden, Dänemark und Finnland. Die Monopolkommission fordert, das bestehende Market Coupling zukünftig auch auf die osteuropäischen Energiemärkte auszudehnen.

210. Im Hinblick auf die dadurch entstehenden Knappheitsrenten bekräftigt die Monopolkommission ihre Auffassung, dass diese primär in den Abbau der Engpässe investiert werden sollten.[192] Auch wenn dadurch ein geringes Überinvestitionsrisiko vorhandenen ist, erscheint dieses Risiko beim Abbau der Engpässe an den deutschen Außengrenzen vernachlässigbar, während bei der derzeitigen Regelung eines Wahlrechts der Netzbetreiber zur Verwendung der Engpasserlöse ein erhebliches Unterinvestitionsrisiko besteht. Die Monopolkommission fordert daher eine entsprechende Anpassung der EU-Verordnung Nr. 1228/2003 und des § 15 StromNZV. Eine Änderung des § 15 Absatz 2 Satz 1 StromNZV könnte wie folgt aussehen:

„Die Erlöse, die Netzbetreiber aus der Durchführung der Engpassbewirtschaftung erzielen, sind unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden oder hierfür zurückzustellen. Soweit solchen Maßnahmen von der Bundesnetzagentur festgestellte technische oder andere sachliche Gründe entgegenstehen, sind die Erlöse entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen.“

211. In Bezug auf den Gassektor hat die Monopolkommission sich in ihrem letzten Sondergutachten dafür ausgesprochen, dass zunächst insbesondere vertragliche Engpässe beseitigt werden sollten. Vertragliche Engpässe entstehen, wenn die theoretisch zur Verfügung stehende Kapazität langfristig ausgebucht ist, diese gebuchte Kapazität faktisch aber nur zu einem Teil genutzt wird. Zur Bewirtschaftung physischer Kapazitätsengpässe hatte die Monopolkommission weiter vorgeschlagen, eine explizite Auktionierung der Kapazitätsrechte einzuführen. Zur Lösung dieses Problems sehen die neue Gasnetzzugangsverordnung und die aktuelle Festlegung der Bundesnetzagentur verschiedene Maßnahmen vor. Hierzu zählen etwa eine Begrenzung der Vergabe von Kapazitätsprodukten nach Laufzeiten und die Implementierung eines neuen Vergabemechanismus. Von erheblicher Bedeutung für die wettbewerbliche Organisation der Gasmärkte sind die Harmonisierung der europäischen Regelungen und die Schaffung eines integrierten europäischen Marktes. In Abschnitt 4.1.3 setzt sich die Monopolkommission intensiv mit den Neuregelungen und Initiativen auf diesem Gebiet auseinander.

4.1.1.4 Regelenergie

212. Die grundsätzliche Notwendigkeit von Regelenergie resultiert auf den leitungsgebundenen Strom- und Gasmärkten aus der Tatsache, dass unvorhergesehene Störungen von den Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibern mit dem Ziel der Systemstabilität des Netzes ausgeglichen werden müssen, um so die Zuverlässigkeit der Strom- bzw. Gasversorgung zu sichern.

213. Innerhalb der Regelzonen (Strom) bzw. Marktgebiete (Gas) werden von einem oder mehreren Nutzern Bilanzkreise gebildet. Die Ausgleichsenergie ist auf beiden Märkten jeweils die Energiemenge, die in positiver oder negativer Form zum Ausgleich des Saldos aller Ein- und Ausspeisungen in einem Bilanzkreis rechnerisch benötigt wird. Die Ausgleichsenergie ist insoweit eine bilanzielle Größe: Die rechnerischen Bilanzen der einzelnen Bilanzkreise sind selten ausgeglichen, da die Prognosen von den Istwerten der Kunden abweichen. Da die Zusammenfassungen der Kunden zu Bilanzkreisen eine bilanzielle Betrachtung darstellt, können sich die Bilanzkreisabweichungen, also die Ausgleichsenergiemengen saldieren. Nur der Restsaldo ist von den Übertragungsnetzbetreibern bzw. Marktgebietsverantwortlichen physisch auszugleichen; diesen bezeichnet man als Regelenergie.[193]

---

[189] Höhere Transporte wären in Form zusätzlicher Nachfrage zu erwarten, wenn infolge des Engpassausbaus der zunehmende Wettbewerb zu sinkenden Strompreisen beitrüge, sodass die nachgefragte Strommenge insgesamt zunähme.

[190] Vgl. in diesem Zusammenhang Abschnitt 4.2, insbesondere 4.2.2.3 zu Investitionshindernissen im Rahmen der Entgeltregulierung.

[191] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 392.

[192] Vgl. ebenda, Tz. 391.

[193] Vgl. auch Niehörster, C. u. a., Regel- und Ausgleichsenergie im deutschen Gasmarkt, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58(7), 2008, S. 45–49.

Tabelle 4.1

Regionale Initiativen zur Kopplung europäischer Strommärkte

Gebietsbezeichnung	Eckpunkte
Central West (CWE)	– Preiscoupling zwischen Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg und den Niederlanden für Day-ahead-Produkte seit dem 9. November 2010 – Explizite Auktionen für Jahres- und Monatsprodukte
Central South (CSE)	– Explizite Auktionen an allen Grenzübergängen zu EU-Ländern (IT-FR, IT-AT, IT-SI, IT-GR) und IT-CH für alle Produkte bis auf Intraday – Jeder TSO als Auktionator verantwortlich für Exportrichtung – Seit April 2010 unterhält italienischer TSO Terna einheitliches Auktionsbüro am IT-FR-Grenzübergang – Ab Mitte 2011: CASC als einheitliches Auktionsbüro an den italienischen Grenzen (explizite Auktionen) – Gleichzeitig verantwortlich für CH-DE und CH-AT
Central East (CEE)	– Jahres-, Monats- und tägliche Produkte als explizite Auktionen an allen Grenzen des Gebietes – Tschechischer TSO CEPS als Auktionsbüro an den Grenzen zwischen Polen, Deutschland, Tschechien und der Slowakei
Northern Europe	– Innerhalb des nördlichen Marktgebietes (Dänemark, Finnland, Norwegen und Schweden) ausschließlich implizite Day-ahead-Auktionen – An der Grenze zwischen Deutschland und Dänemarkt: Jahres- und Monatsprodukte als explizite Auktionen mit Rückgabepflicht für ungenutzte Kapazitätsrechte und gleichzeitig implizite Auktionen: Thight Volume Coupling (day-ahead) – Seit Mai 2010 implizite Auktionen zwischen Schweden und Deutschland – Seit April 2010 Estland über implizite Auktionen mit dem nördlichen Marktgebiet verbunden
South West (SWE)	– An der Französisch-Spanischen Grenze ausschließlich explizite Auktionen – Iberische Halbinsel: implizite Auktionen/Market Splitting (MIBEL) – Größtenteils kurzfristige Produkte
France-UK-Ireland (FUI)	– Jahres-, Monats- und tägliche Produkte als explizite Auktionen

Quelle: Eigene Darstellung nach: European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG), Electricity Regulation (EC) 1228/2003 Compliance Monitoring, Third Report, 2010, Ref: E10-ENM-04-15, 7 December 2010, S. 27 f.

Positive Regelenergie behebt Probleme der Unterspeisung, negative Regelenergie indes Probleme der Überspeisung aller Bilanzkreissaldos.

214. Gemäß § 22 Absatz 1 EnWG haben die Betreiber von Gas- und Stromversorgungsnetzen insoweit die Energie, die sie zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigen, nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen.

215. Aufgrund historisch unterschiedlich gewachsener Strukturen (Regelzonen auf dem Strommarkt und Marktgebiete im Gasmarkt) und physikalischer Unterschiede von Strom und Gas (z. B. aufgrund der Speichermöglichkeiten der Gasnetze, welche in den Stromnetzen nicht möglich ist) ergeben sich indes auch darüber hinaus Unterschiede, welche nachfolgend separat aufgeführt werden.

Regelenergie im Stromsektor

216. Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die vier Betreiber von Übertragungsnetzen in Deutschland verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen sowie marktbezogene Maßnahmen wie dem Einsatz von Regelenergie, zu beseitigen (§ 13 Absatz 1 Satz 1 EnWG).[194]

[194] Vgl. hierzu auch Abschnitt 3.1.4.3.

217. In der elektrischen Energieversorgung muss im Unterschied zur Gasversorgung zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität zu jeder Zeit ein Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herrschen. Um dieser Forderung gerecht zu werden, wird Reserveleistung vorgehalten, die im Bedarfsfall nicht prognostizierbare Störungen und Prognosefehler ausgleichen kann und eine Rückführung der Netzfrequenz auf 50 Hz erreicht.[195] Diese Reserveleistung bezeichnet man als Regelenergie und sie dient der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Regelleistungsbedarf entsteht sowohl seitens der Nachfragerseite (beispielsweise durch Wetterumschwünge) als auch auf der Seite der Erzeugung (beispielsweise durch Kraftwerksausfälle und dargebotsabhängige Einspeisung durch Photovoltaik und Windenergie).

218. Im Wesentlichen wird Regelenergie für unvorhergesehene Abweichungen zwischen Stromeinspeisung und -entnahme von Kraftwerken beschafft, die speziell dafür Reserven freihalten (positive Regelenergie). Gleichwohl sind auch beispielsweise Stromgroßkunden durch Lastabwurf – d. h. bei Bedarf werden Teile der Produktion stillgelegt – in der Lage, sich am Regelenergiemarkt zu beteiligen (negative Regelenergie).[196] Da auf dem Strommarkt die Bereitstellung der unterschiedlichen Regelleistungsarten an technische Voraussetzungen bei der Erzeugung geknüpft ist, ist nicht jeder Kraftwerkstyp gleichermaßen für das Angebot jeder Regelleistungsart geeignet. Potenzielle Anbieter müssen sich daher zur Teilnahme an den Ausschreibungen von Regelenergie einem sog. Präqualifikationsverfahren unterziehen, in dem sie den Nachweis erbringen, die erforderlichen Anforderungen für die Erbringung einer oder mehrerer Arten von Regelleistung zu erfüllen. Die Anforderungen sind in dem von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern herausgegebenen TransmissionCode 2007[197] enthalten. In dem Präqualifikationsverfahren muss neben technischer Kompetenz die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des potenziellen Anbieters nachgewiesen werden.

219. Bei der Regelenergie unterscheidet man drei Regelenergiequalitäten: Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve. Insoweit wird die Vorhaltung der Reserveleistung technisch innerhalb des Stromverbundnetzes in Europa durch einen dreistufigen Regelungsvorgang erreicht; die vorzuhaltende Reserveleistung unterscheidet sich dabei im Hinblick auf Einsatzdauer und Vorlaufzeit.

Die Primärreserve wird unmittelbar nach Eintritt der Störung bereitgestellt. Handelt es sich lediglich um ein kurzes Leistungsdefizit bzw. einen kurzen Leistungsüberschuss, reicht die Primärregelung aus, um das System wieder zu stabilisieren. Sie wird gemeinsam von allen in der Regionalgruppe Kontinentaleuropa des ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) zusammengeschlossenen Übertragungsnetzbetreibern vorgehalten.[198] Die innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa des ENTSO-E vorzuhaltende Primärregelleistung wird entsprechend dem Letztverbraucherabsatz auf die beteiligten Regelzonen geschlüsselt. Diese Schlüsselung wird jährlich neu durchgeführt. Im Jahr 2011 sind von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern insgesamt 612 MW Primärregelleistung vorzuhalten. In der Regionalgruppe Kontinentaleuropa des ENTSO-E sind derzeit 30 Übertragungsnetzbetreiber von Portugal bis Polen und von Dänemark bis zur Türkei zusammengeschlossen. Kennzeichen des Zusammenschlusses ist die Synchronizität der über alle Übertragungsnetze stets gleichen Netzfrequenz.[199] Die automatische vollständige Aktivierung geschieht hier innerhalb von 30 Sekunden, d. h. die Reservebereitstellung liegt hier lediglich im Sekundenbereich. Die Sekundärregelung und die Minutenreserve werden durch den betroffenen Übertragungsnetzbetreiber (automatisch im Falle der Sekundärregelung und telefonisch für die Minutenreserve) aktiviert; die Vorhaltung mittels mathematischer Dimensionierung der Leistung der für die eigene Regelzone benötigten Sekundärregel- und Minutenreserveleistung liegt in der Verantwortung des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers. So wird, beginnend ab 30 Sekunden, spätestens jedoch nach fünf Minuten, die Primärreserve durch die Sekundärreserve ersetzt. Diese wird schließlich nach Ende der Viertelstunde mittels telefonischem und fahrplangestütztem Abruf durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber durch die Minutenreserve (Tertiärregelung) abgelöst. Die vollständige Aktivierung beginnt binnen 15 Minuten ab telefonischem Abruf. Der abzudeckende Zeitraum pro Störung kann hier bis zu mehreren Stunden bei mehreren Störungen betragen. Der Einsatz der einzelnen Regelmechanismen kann sich

---

195 Neben der Regelenergie halten die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere Verlustenergie vor; man bezeichnet dies in der Summe als Systemdienstleistungen der Übertragungsnetzbetreiber. Im Jahr 2009 wies die Verlustenergie (464 Mio. Euro) noch vor der Sekundärregelung (425 Mio. Euro) die höchsten Kosten auf. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 201.

196 Der Leistungspreis dieser Kunden ist vergleichsweise niedrig; indes ist der Arbeitspreis vergleichsweise hoch, da bei einem tatsächlichen Abruf der Leistung die Produktion gedrosselt oder gänzlich unterbrochen werden muss und insoweit hohe Opportunitätskosten entstehen.

197 TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2007, https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/download/public/transmissioncode2007.pdf [Abruf: 27. April 2011].

198 Die Höhe der vorgehaltenen Primärregelleistung entspricht der Leistung, die beim zeitgleichen Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa des ENTSO-E auszugleichen wäre (3 000 MW). Die Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des ENTSO-E ist im dritten Energiepaket verpflichtend vorgeschrieben. Bislang fand diese lediglich auf freiwilliger Basis, z. B. in Form der UCTE (Vereinigung europäischer Übertragungsnetzbetreiber, Union for the Coordination of Transmission of Electricity) statt, und stieß oftmals an ihre Grenzen. Das ENTSO-E soll europaweit einheitliche Codes für den Netzbetrieb erstellen, um eine Integration der verschiedenen nationalen Märkte zu erleichtern. Auf Basis dieser Codes ist das Netzwerk für die Koordination des europäischen Verbundnetzes zuständig. Hierdurch soll die Versorgungssicherheit gesteigert werden. Außerdem hat das ENTSO-E die Aufgabe, einen gemeinschaftsweiten Investitionsplan zu erstellen, der vor allem auf die Entwicklung der grenzüberschreitenden Kapazitäten eingeht und die einzelnen nationalen Investitionspläne in Einklang bringt.

199 Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12. April 2011, BK6-10-097, S. 6, Fn. 1.

überlappen. Die Ursache für die Ablösung der einzelnen Leistungs-Frequenz-Regelungs-Stufen lässt sich damit erklären, dass nur wenige Kraftwerke in der Lage sind, Anforderungen der Primär-, aber auch der Sekundärregelung zu erfüllen. Der Aufgabe der Tertiärregelung können indes bereits sehr viele Kraftwerke nachkommen.[200]

220. Innerhalb jeder Regelzone müssen Bilanzkreise (Energiemengenkonten) gebildet werden, da für die Abwicklung von Energielieferungen an Netzanschlüsse oder reinen Handelsgeschäften ein Bilanzkreisvertrag zwischen dem Stromhändler und dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber als Voraussetzung gilt.[201] Unvermeidbare Abweichungen des einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen (Leistungsbilanzabweichungen) werden kontinuierlich vom Übertragungsnetzbetreiber egalisiert und dem Bilanzkreisverantwortlichen bei einer Unterspeisung in Rechnung gestellt bzw. bei einer Überspeisung vergütet (§ 8 Absatz 2 Satz 1 bis 3 StromNZV). Die Preise für diese Ausgleichsenergie, die je Viertelstunde ermittelt werden, müssen für Bilanzkreisüber- und Bilanzkreisunterspeisungen identisch sein (§ 8 Absatz 2 Satz 4 StromNZV). Aufgrund der Vielzahl von Bilanzkreisen und deren Bilanzkreisabweichungen kommt es immer zu sich ausgleichenden Energieflüssen. Insoweit saldieren sich Unterspeisungen von Bilanzkreisen in Teilen durch Überspeisungen anderer Bilanzkreise. Letztlich führt nur der am Ende verbleibende Rest, also der Saldo aller Bilanzkreisabweichungen (Regelzonensaldo), zu einem tatsächlichen Regelenergiefluss.[202]

221. Bei der Sekundärregelung und der Minutenreserve setzt sich der Bereitstellungspreis aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis zusammen. Auf Basis der erfassten Mengen und der ermittelten Kosten für die Aufbringung der Regelenergie wird den einzelnen Bilanzgruppen die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt, d. h. der Arbeitspreis der Regelenergie (genauer der Sekundärregelung und Minutenreserve) wird anteilig von dem Übertragungsnetzbetreiber mit dem Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet (§ 8 Absatz 2 StromNZV). Die Vorhaltungskosten für Regelenergie sowie die gesamten Kosten für die Primärregelung (hier fällt nur ein einheitlicher Preis an) werden auf die Netzentgelte umgelegt (§ 8 Absatz 1 StromNZV).

222. Den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes und der Stromnetzzugangsverordnung entsprechend decken die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ihren Bedarf an Minutenreserve, Sekundär- und Primärregelleistung über eine gemeinsame Ausschreibung (§ 22 Absatz 2 EnWG; § 6 Absatz 1 StromNZV). Dabei unterscheiden sich die drei Regelleistungsarten hinsichtlich des Abrufprinzips und ihrer zeitlichen Aktivierung. Der Bedarf der vier Übertragungsnetzbetreiber an Minutenreserve wird seit dem 1. Dezember 2006 im Zuge einer gemeinsamen Ausschreibung beschafft. Dafür stellen die Übertragungsnetzbetreiber eine gemeinsame Internetplattform zur Verfügung. Die ein Jahr später am 1. Dezember 2007 aufgenommenen gemeinsamen Ausschreibungen der Primär- und der Sekundärregelleistung erfolgen ebenfalls über diese gemeinsame Internetplattform.[203] Konkret wird die Regelleistung über die gemeinsame Internetplattform „www.regelleistung.net“ ausgeschrieben; es gibt insoweit einen eigenen Marktplatz für Regelenergie. Sowohl Kraftwerksbetreiber als auch Stromkunden können sich an Ausschreibungen beteiligen – insbesondere für den wettbewerblicheren Markt der Minutenreserve. Über Poolbildung können auch Kleinlieferanten an den Ausschreibungen teilnehmen.[204]

223. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in ihrer jeweiligen Regelzone, insbesondere zur Aufrechterhaltung der Versorgung nach Störungen im Netzbetrieb sind die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 6 Absatz 2 StromNZV berechtigt, einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus technischen Einheiten in ihrer Regelzone (sog. Kernanteil) auszuschreiben. Diesen Anteil benennen die Übertragungsnetzbetreiber mit der Veröffentlichung der jeweils aktuellen Ausschreibung. Danach ist sichergestellt, dass dieser Anteil an Regelenergie stets in der eigenen Regelzone bereitgestellt wird.

224. Die Bereitstellung von Regelenergie wird in Auktionsform ausgeschrieben. Die Bundesnetzagentur sieht ein anonymes, Regelzonen übergreifendes Ausschreibungsverfahren vor. Auktionen für Sekundärregelleistung und Minutenreserve sind mehrdimensionale Multi-Unit-Auktionen, da es sich im Falle dieser beiden Regelleistungsqualitäten um zwei Produkte handelt: So werden die Kapazitätsvorhaltung mit einem Leistungspreis (Euro/MW) und der tatsächlich gelieferte Strom mit einem Arbeitspreis (Euro/MWh) versehen. Da bei der Primärregelung die tatsächliche Arbeit aus technischen Gründen nicht gemessen werden kann, wird sie nur mit einem Leistungspreis vergütet. Bei den Auktionen für Sekundär- und Tertiärregelung erhalten die Bieter mit dem niedrigsten Leistungspreis den Zuschlag. Anschließend werden die angenommenen Gebote aufsteigend nach ihren Arbeitspreisen geordnet, d. h. gemäß Merit Order eingesetzt. Im Falle des Abrufs wird der Anbieter mit dem niedrigsten Arbeitspreis zuerst eingesetzt.[205]

225. Gemäß § 27 Absatz 1 Nummer 2 StromNZV in Verbindung mit § 27 Absatz 2 StromNZV hat die Bundesnetzagentur die Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie – das betrifft Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträume und Ausschreibungszeitscheiben sowie die zu veröffentlichenden Daten – festgelegt. Die

---

[200] Vgl. E-Control, Ausgleichsenergie, http://e-control.at/de/industrie/strom/strommarkt/ausgleichsenergie [Abruf: 8. Mai 2011].

[201] Vgl. zum dem Themenfeld „Bilanzkreis“ auch die Abschnitte 3.1.2, 3.1.4.2, 3.1.4.3 sowie 4.1.1.2.

[202] Würde es eine Regelzone mit nur einem Bilanzkreis geben, dann würde eine Unterspeisung des Bilanzkreises um eine Strommenge X gleichzeitig den Abruf von Regelenergie in Höhe der Strommenge x nötig machen.

[203] https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/info_regelleistung.jsp [Abruf: 8. Mai 2011].

[204] http://www.50hertz-transmission.net/de/134.htm [Abruf: 8. Mai 2011].

[205] Vgl. z. B. Ströbele, W./Pfaffenberger, W./Heuterkes, M., Energiewirtschaft, 2. Aufl., München 2010, S. 233.

Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung ist von den Übertragungsnetzbetreibern monatsweise für den Folgemonat auszuschreiben. Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung für Primärregelenergie beträgt 5 MW und für Sekundärregelenergie 10 MW. Im April 2011 hat die Bundesnetzagentur neue Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die Beschaffung von Primär- und Sekundärenergie festgelegt. Dabei wird der Ausschreibungszeitraum von derzeit einem Monat auf eine Woche verkürzt und die Mindestangebotsgröße von derzeit 5 MW auf 1 MW bei der Primärregelleistung und von derzeit 10 auf 5 MW bei der Sekundärregelleistung abgesenkt. Die neuen Ausschreibungs- und Veröffentlichungspflichten mussten zum 27. Juni 2011 umgesetzt werden.[206] Die Minutenreserve wird täglich für den folgenden Tag ausgeschrieben; Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung der Minutenreserve sind 15 MW. Die Ausschreibung der Minutenreserve findet zeitlich vor der Auktion im Spotmarkt der EEX statt. Die Minutenreserve wird in sechs Zeitscheiben ausgeschrieben, d. h. der Tag wird, beginnend mit 0:00 Uhr, in sechs gleich große Zeitsegmente unterteilt. Die Ausschreibung der Sekundärregelenergie erfolgt für Leistungsvorhaltung und Leistungserbringung in zwei Zeitscheiben (Peak und Off-Peak).[207] Für die Primärregelleistung sind keine Zeitscheiben vorgesehen. Die Festlegungen haben das Ziel, wirksamen und nachhaltigen Wettbewerb zu etablieren. Kürzere Ausschreibungszeiträume und geringere Mindestangebotsgrößen sollen hierbei insbesondere neuen Anbietern und den Betreibern kleinerer Anlagen den Marktzugang erleichtern. Hingegen würden insbesondere längere Ausschreibungszeiträume den Marktzugang für diese erschweren. So wäre zu erwarten, dass den mit einem Angebot einhergehenden Verpflichtungen nur noch die Betreiber einer Reihe von Kraftwerken oder von Kraftwerksparks nachkommen können, die den vorübergehenden Ausfall der einen Erzeugungseinheit durch den Einsatz einer alternativen Erzeugungseinheit kompensieren können. Auch die Ausschreibung der Sekundärregelenergie in mehreren Zeitscheiben kann zu einer höheren Liquidität des Regelenergiemarktes beitragen, wenn hierdurch kleine Anbieter in Zeiten niedriger Last zusätzlich in den Markt treten können. Allerdings können beim Wechsel zu der jeweils nächsten Zeitscheibe Schwankungen in der Erbringung von Regelenergie auftreten, sodass mit der Zahl der Zeitscheiben auch die Wahrscheinlichkeit eines ineffizienten Regelsystems zunimmt. Für die Sekundärregelenergie hat die Bundesnetzagentur daher entgegen den Forderungen einiger Marktteilnehmer nur zwei Zeitscheiben vorgesehen.

226. In der Summe verursachte die Regelleistungsvorhaltung 2009 Kosten in Höhe von 825 Mio. Euro; 2008 beliefen sich die Kosten auf 810 Mio. Euro. Damit entfiel auf die Regelleistung weiterhin der überwiegende Teil der Kosten für Systemdienstleistungen.[208] 2009 entfielen auf die Primärregelung 134 Mio. Euro (2008: 118 Mio. Euro), auf die Sekundärregelung 425 Mio. Euro (2008: 475 Mio. Euro) und auf die Minutenreserve 266 Mio. Euro (2008: 217 Mio. Euro).[209] Im Bereich der Sekundärregelung ist die im Durchschnitt ausgeschriebene Leistung insbesondere aufgrund der Einführung des Netzregelverbundes zurückgegangen.[210]

Regelenergie im Gassektor

227. Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems in dem jeweiligen Netz gefährdet oder gestört ist, sind die Betreiber von Fernleitungsnetzen verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch netzbezogene Maßnahmen und marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Ausgleichsleistungen, vertragliche Regelungen über eine Abschaltung und den Einsatz von Speichern, zu beseitigen (§ 16 Absatz 1 EnWG). Die Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber ist daher vergleichbar mit der Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber auf dem Strommarkt.

228. Als Regelenergie wird die Gasmenge bezeichnet, die vom Netzbetreiber zur Gewährleistung der Netzstabilität eingesetzt wird (§ 2 Nummer 12 GasNZV). Sie dient der netztechnischen Regelung und Steuerung im Marktgebiet und kann auch lokalen Charakter haben. Regelenergiebedarf entsteht aufgrund von Unter- und Überspeisungen von Bilanzkreisen, die mittels Ausgleichsenergie gedeckt werden, aufgrund von Differenzen zwischen den Nominierungen und den gemessenen Gasmengen sowie aus der endlichen Transportgeschwindigkeit.[211]

229. Eine wichtige Ursache für den Regelenergiebedarf stellt der Saldo der von den Bilanzkreisen eines Marktgebietes benötigten Ausgleichsenergie dar. Ausgleichsener-

---

[206] Vgl. BNetzA, Pressemitteilung vom 13. April 2011, Bundesnetzagentur legt neue Rahmenbedingungen für mehr Wettbewerb bei der Strombeschaffung fest; vgl. auch Abschnitt 4.1.3.1. Zur Primärregelung vgl. BNetzA, Beschluss vom 12. April 2011, BK6-10-097.

[207] Vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 402 ff.

[208] Daneben gibt es als Systemdienstleistungen die Verlustenergie mit 464 Mio. Euro (2009) und 408 Mio. Euro (2008), die Blindleistung mit 37 Mio. Euro (2009) und 49 Mio. Euro (2008), nationaler und grenzüberschreitender Redispatch mit 25 Mio. Euro (2009) und 45 Mio. Euro (2008), Schwarzstartfähigkeit mit 8 Mio. Euro (2009) und 8 Mio. Euro (2008) und nationales und grenzüberschreitendes Countertrading mit 1 Mio. Euro (2009) und 0 Mio. Euro (2008). Vgl. zu allen Daten BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 201 f.

[209] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 201.

[210] Vgl. auch Abschnitt 4.1.3.1. Im Bereich der Minutenreserve ist ein Rückgang des Bedarfs an positiver und eine Zunahme bei der negativen Regelleistung zu verzeichnen. Bei der Primärregelung ist seit Januar 2009 ein leichter Rückgang des Bedarfs von 664 auf 657 MW festzustellen. Der Einsatz von Sekundärregelung ist auch 2009 wieder geringfügig zurückgegangen. Der Anteil der negativen Sekundärregelung an der insgesamt eingesetzten ist auf 64 Prozent gestiegen (2008: 62 Prozent). Bezogen auf das Gesamtjahr betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 2,5 TWh für positive und 4,4 TWh für negative Sekundärregelung. Die Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve hat sich 2009 im Vergleich zu 2008 auf insgesamt 18 206 Abrufe (2008: 6 014, 2007: 4 888, 2006: 3 940, 2005: 6 456, 2004: 12 737) etwa verdreifacht und liegt erstmals über dem Niveau des Jahres 2004. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 202 ff.

[211] Vgl. BNetzA, Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas, 1. April 2011, S. 97.

gie ist – analog zum Strommarkt – die Gasmenge, die zum Ausgleich des Saldos aller Ein- und Ausspeisungen in einem Bilanzkreis am Ende der Bilanzierungsperiode rechnerisch benötigt wird (§ 2 Nummer 2 GasNZV). Die Festlegung der Ausgleichsenergieentgelte muss den Zielkonflikt lösen, die Entgelte einerseits ausreichend hoch auszugestalten, damit Bilanzkreisverantwortliche keinen Anreiz haben, Ausgleichsenergie missbräuchlich zur Beschaffung zu nutzen, und andererseits ausreichend niedrig festzusetzen, damit von ihnen keine marktverschließenden und wettbewerbsbehindernden Effekte ausgehen. Der Bilanzkreisverantwortliche soll also einerseits seinen Gaseinkauf bzw. -verkauf nicht über die Ausgleichsenergie optimieren oder gar organisieren, er soll andererseits aber auch nicht durch ein zu hohes Kostenrisiko bei versehentlichen Differenzen abgeschreckt oder bestraft werden. Daher wurden die Entgelte für die Ausgleichsenergie an einen Korb von Referenzpreisen vier liquider Handelsmärkte gekoppelt und mit einem Auf- bzw. Abschlag von zunächst 10 Prozent auf den jeweils zweithöchsten bzw. zweitniedrigsten täglichen Referenzpreis versehen.[212]

230. Mit dem seit dem 1. Oktober 2008 geltenden „Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor“ (GABi Gas) wurden zuletzt grundsätzliche Anpassungen am Bilanzierungsregime vorgenommen, die Auswirkungen auf den Bedarf an Ausgleichsenergie haben können. Im Gassektor ist die Bilanzierung an die jeweiligen Marktgebiete geknüpft. Die Marktgebiete bilden, ähnlich wie die Regelzonen im Stromsektor, einheitliche Bilanzzonen, innerhalb derer die Bilanzkreisverantwortlichen ihre Ein- und Ausspeisungen ausgeglichen halten müssen. Der Bilanzkreisverantwortliche ist gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen für die Abwicklung des Bilanzkreises verantwortlich (§ 2 Nummer 5 GasNZV). Das Marktgebiet kann als Pendant zur Regelzone der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt gesehen werden. Allerdings entspricht auf dem Gasmarkt ein Marktgebiet nicht gleichzeitig dem Gebiet nur eines Fernleitungsnetzbetreibers. Bilanzkreise werden jedoch bei nur einem, dem marktgebietsverantwortlichen Fernnetzbetreiber, geführt (§ 22 Absatz 1 Satz 2 GasNZV). Die Aufgabe des Marktgebietsverantwortlichen besteht unter anderem in der Beschaffung und Steuerung des Einsatzes von Regelenergie (§ 20 Absatz 1 GasNZV). Der Marktgebietsverantwortliche steuert den Einsatz der Regelenergie, die von den Netzbetreibern im Marktgebiet benötigt wird (§ 27 Absatz 1 Satz 2 GasNZV).

231. Auf dem Regelenergiemarkt für Gas wird anders als beim Regelenergiesystem des Strommarktes zwischen interner und externer Regelenergie unterschieden. Interne Regelenergie dient der physischen Optimierung des Gesamtsystems und wird von angrenzenden Netzbetreibern innerhalb und außerhalb der Marktgebiete bereitgestellt. Hierzu zählt hauptsächlich der Netzpuffer in den deutschen Fernleitungs- und Verteilnetzen[213] mittels Druckerhöhung bzw. -minderung. Der Netzpuffer kann zum Ausgleich von Lastspitzen beim Gastransport genutzt werden, indem das nutzbare Volumen eines Gasnetzes zum Ausgleich von Prognoseabweichungen und zur Glättung des Ausspeiselastgangs herangezogen wird. Insoweit ist es physisch – anders als beim Strom – möglich, den eigenen Netzpuffer als zusätzliche Speichermöglichkeit des Gasnetzes zu nutzen, indem das Gas in den Fernleitungs- und Verteilnetzen verdichtet wird. Die Planung und Koordinierung des Einsatzes interner Regelenergie erfolgt dabei durch den Marktgebietsverantwortlichen, der hierbei mit allen Netzbetreibern des Marktgebietes und angrenzender Marktgebiete zusammenarbeitet. Dabei muss interne Regelenergie immer prioritär gegenüber externer Regelenergie eingesetzt werden; mit Ausnahme des Marktgebietes der EWE Netz (bis zum 31. März 2009) war dies auch in allen Marktgebieten der Fall.[214]

232. Es kann festgehalten werden, dass dem Netzpuffer ein großes Gewicht zukommt und er insoweit den Bedarf externer Regelenergie deutlich verringert. Interne Regelenergie wird nicht vergütet; allerdings wird der Netzpuffer in der Anreizregulierung berücksichtigt. Positive interne Regelenergie behebt Probleme der Unterspeisung und beschreibt demgemäß die Gasmenge, die bereits im Netz ist und daher eine Einspeisung externer Regelenergie vermeidet. Die negative interne Regelenergie behebt indes Probleme der Überspeisung und steht für eine Gasmenge, die von dem Marktgebietsverantwortlichen im Gasnetz zwischengespeichert wird und eine Ausspeisung externer Regelenergie entbehrlich macht. Der Einsatz positiver und negativer interner Regelenergie ist insgesamt ausgeglichen (vgl. Abbildung 4.2), denn es soll grundsätzlich vermieden werden, dass in der Folge ein kontinuierlicher Bedarf eines Marktgebietsverantwortlichen an Regelenergie aus benachbarten Marktgebieten entsteht, der eine Verschiebung des externen Regelenergiebedarfs und damit eine Verschiebung der Kosten in das benachbarte Marktgebiet bedingen würde.[215]

233. Wenn sich netzrelevante Probleme mittels interner Regelenergie nicht mehr lösen lassen, dann können die Marktgebietsverantwortlichen externe Regelenergie nutzen, die sie nach einem transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren beschaffen. Als externe Regelenergie gilt die Regelenergie, die von Transportkunden und Speicherbetreibern bereitgestellt werden kann.[216] Gründe für die Notwendigkeit externer Regelenergie folgen beispielsweise aus dem Ein- und Ausspeiseverhalten der Netznutzer. Wenn Netznutzer anhaltend relevante gleichgerichtete Mengendifferenzen in ihren Bilanzkreisen verzeichnen, kann der Druck im Netz in technische Grenzbereiche kommen, was nach Ausschöpfung der internen Regelenergie den Einsatz externer Regelenergie erforderlich macht. Externe Regelenergie lässt sich in Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung und zur Beschaffung bzw. Veräußerung von Gas aufteilen. Während die untertägige Strukturierung eine vorübergehende

[212] Vgl. ebenda, S. 25.
[213] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 231.
[214] Vgl. BNetzA, Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas, a. a. O., S. 97.
[215] Vgl. ebenda, S. 98.
[216] Vgl. beispielsweise BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 152.

Überlassung bzw. Entgegennahme beinhaltet, stellt die Beschaffung bzw. Veräußerung ein klassisches Kauf- und Verkaufsgeschäft dar. Das Produkt der untertägigen Strukturierung ermöglicht dem Marktgebietsverantwortlichen und den marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern die netztechnisch insgesamt und regional oder lokal erforderliche untertägige Anpassung der Ein- und Ausspeisungen. Angebote zu diesem Produkt verpflichten den Anbieter, für den Fall des Abrufs dem Marktgebietsverantwortlichen temporär Gasmengen zur Verfügung zu stellen bzw. entgegenzunehmen. Der Marktgebietsverantwortliche ist wiederum verpflichtet, diese Gasmengen zu einem späteren Zeitpunkt zurückzugeben bzw. wieder zu übernehmen. Gegenstand des Angebots ist damit nur eine vorübergehende Überlassung von Gasmengen (Gasleihe).[217] Externe Regelenergiequellen sind insbesondere netzexterne Speicher, Flexibilität aus Gasproduktionsquellen, Anpassung von Einspeisemengen aus Gaslieferverträgen sowie abschaltbare Kunden.[218]

234. Einen Überblick über den Einsatz und das Verhältnis interner und externer Regelenergie verschafft die nachfolgende Abbildung 4.2. Hiernach kann der wichtige Einfluss von interner Regelenergie für die Gaswirtschaftsjahre 2008/2009 und 2009/2010 empirisch bestätigt werden. Die Abbildung zeigt, dass der Anteil interner Regelenergie bei NCG im Gaswirtschaftsjahr 2009/2010 etwa 38 000 000 MWh, bei Gaspool etwa 25 000 000 MWh, bei OGE-L etwa 15 000 000 MWh, bei Thyssengas H etwa 10 000 000 MWh und bei Aequamus etwa 2 500 000 MWh betrug. Die im Gaswirtschaftsjahr 2009/2010 benötigte Regelenergiemenge auf dem Gasmarkt konnte zu zwei Dritteln mittels eines Netzpuffers aufgefangen werden.[219]

235. Die Marktgebietsverantwortlichen betreiben eigene Portale bzw. Ausschreibungsplattformen für Regelenergie. Eine Verpflichtung zum Handel von Regelenergie über die Börse existiert nicht. Seit dem generellen Start des Erdgashandels an der EEX im Juli 2007 ist die Entwicklung der Liquidität an der Börse immer noch sehr gering; anfänglich hohe Steigerungsraten konnten nicht beibehalten werden. Vielmehr haben sich seit November 2008 die Handelsvolumina auf einem relativ niedrigen Niveau eingependelt. Eine positive Entwicklung der Handelsmengen ist seit dem 15. Oktober 2009 zu erkennen. Seit diesem Zeitpunkt beschafft die marktgebietsverantwortliche NetConnect Germany (NCG) zumindest teilweise ihren Day-ahead-Bedarf an Regelenergie für ihr H-Gas-Marktgebiet über die EEX. Dies könnte auch für das zweite große H-Gas-Marktgebiet an der EEX zum Tragen kommen: Seit Mai 2010 beschafft nun auch die

[217] Vgl. z. B. Aequamus, Regelenergieprodukte, http://www.aequamus.de/index.php?option=com_content&view=article&id=72&Itemid=101&lang=de [Abruf: 8. Mai 2011].

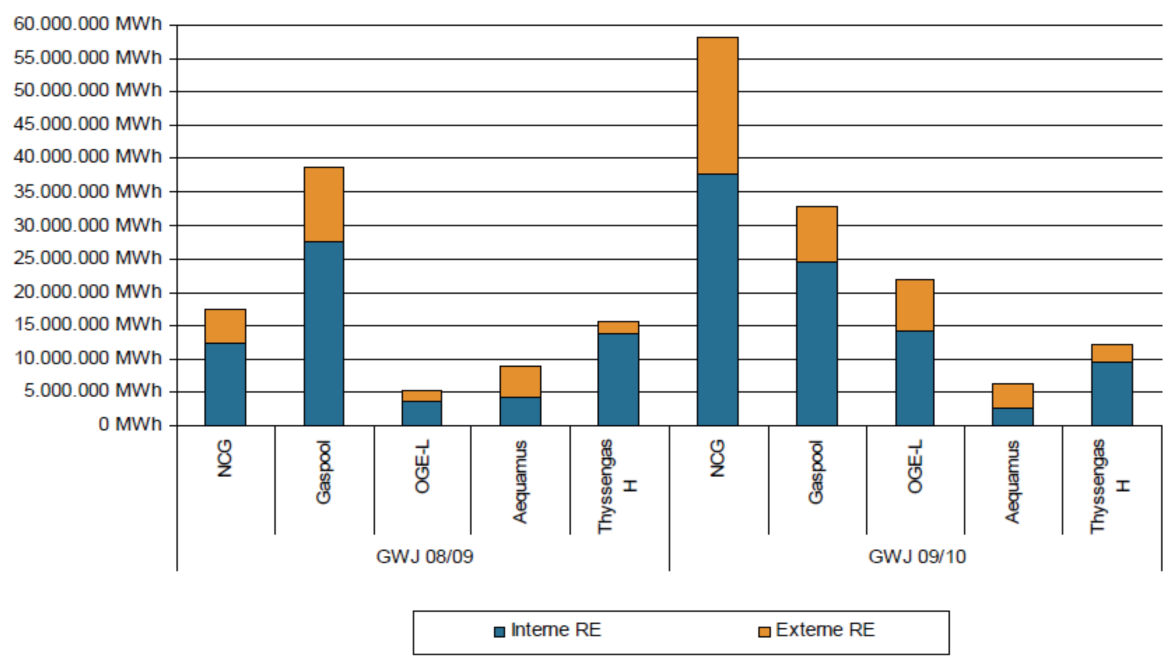
[218] Vgl. BNetzA, Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas, a. a. O., S. 101.

[219] Vgl. ebenda, S. 99 f.

Abbildung 4.2



Einsatz interner und externer Regelenergie in den Gaswirtschaftsjahren (GWJ) 2008/2009 und 2009/2010



Quelle: BNetzA, Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas, 1. April 2011, S. 100, Abb. 68

marktgebietsverantwortliche Gaspool Balancing Services GmbH einen Teil ihres Bedarfs an Regelenergie über die EEX.[220] Allerdings sind die über die Börse gehandelten Gasvolumina noch gering. Als Hauptproblem für die börsliche Beschaffung der Regelenergie galt der Börsenschluss am Freitag, der börsliche Handelsaktivitäten am Wochenende gänzlich verhinderte. Zur Erweiterung der Möglichkeiten des börslichen Gashandels wurde daher Ende Mai 2011 an der EEX das System des 24/7-Gashandels eingeführt.[221] Dadurch wird den Marktgebietsverantwortlichen die Möglichkeit gegeben, 90 Prozent ihres Regelenergiebedarfs über die Börse zu beschaffen – die restlichen 10 Prozent werden nicht am virtuellen Handelspunkt gehandelt. Aufgrund der überschaubaren Teilnehmerstruktur für den L-Gas-Handel in Deutschland bietet die EEX seit Ende Mai 2011 auch den qualitätsunabhängigen Börsenhandel im niederländischen TTF-Marktgebiet an. Somit können Marktgebietsverantwortliche zur Beschaffung von L-Gas auf ein liquides, niederländisches Marktgebiet zurückgreifen und Spielräume zur Beschaffung von Regelenergie werden erweitert.

236. Der Regelenergieeinsatz wird zentral durch den Marktgebietsverantwortlichen koordiniert. Die Beschaffungsmöglichkeiten und Kosten unterscheiden sich je nach Marktgebiet und Gasqualitäten. Insbesondere beim H-Gas (aber auch in ausgewählten L-Gas-Marktgebieten) hat sich die Liquidität verbessert.[222] Hinsichtlich der Preisgestaltung bei der Beschaffung von externer Regelenergie ergibt sich ein sehr heterogenes Bild. So beschaffen einige Bilanzkreisnetzbetreiber[223] ihre externe Regelenergie ausschließlich über die Bezahlung eines Arbeitspreises; dies bedeutet, dass nur im Falle des tatsächlichen Einsatzes externer Regelenergie Kosten fällig werden. Daneben wenden Bilanzkreisnetzbetreiber auch eine Kombination aus Arbeitspreis und Leistungspreis an. Die Erlöse der Bilanzkreisnetzbetreiber aus der Preisspreizung der Ausgleichsenergie und den Strukturierungsbeiträgen werden je Marktgebiet auf einem Umlagekonto verbucht, aus dem sämtliche Kosten der Regelenergie beglichen werden. Auch die Mehr- und Mindermengenabrechnung wird über das Umlagekonto abgewickelt. Da die Ausgaben regelmäßig die Einnahmen übersteigen, kann auf die Ausspeisemenge bei Letztverbrauchern eine Regelenergieumlage erhoben werden.[224]

237. Die marktorientierte Beschaffung externer Regelenergie wurde von den Marktgebietsverantwortlichen zunächst ausschließlich im Rahmen öffentlicher Ausschreibungen umgesetzt. Allen Ausschreibungen ist das der Angebotsabgabe vorgeschaltete Präqualifikationsverfahren gemein. Die potenziellen Anbieter müssen hier ihre finanzielle und technische Leistungsfähigkeit unter Beweis stellen. Erst nach erfolgreich abgeschlossenem Präqualifikationsverfahren ist die Teilnahme an Ausschreibungen möglich. Der potenzielle Anbieter muss den Nachweis seiner technischen Leistungsfähigkeit durch einen Kommunikationstest erbringen. Neben der Funktionsfähigkeit des elektronischen Datenaustausches wird die permanente und zuverlässige Erreichbarkeit zur Sicherstellung einer 24/7-Bereitschaft geprüft.[225]

238. Einheitlich ist auch die Vergabe durch Zuschlag. Hierzu ordnet der Marktgebietsverantwortliche die Angebote, beginnend mit dem jeweils günstigsten Angebot, bis der Regelenergiebedarf im Marktgebiet gedeckt ist. In der Regel wird ein zweistufiges Verfahren angewandt, das zwischen der langfristigen Beschaffung im Rahmen einer Ausschreibung und dem kurzfristigen Abruf auf Basis einer Merit-Order-Liste unterscheidet. Kauf- und Veräußerungsprodukte beinhalten im Allgemeinen die Bereitstellung bzw. Übernahme von Erdgasmengen an einem physikalischen Ein- oder Ausspeisepunkt oder einem virtuellen Handelspunkt des Marktgebietes zu vorab kontrahierten Konditionen. Die Fristigkeiten der Produkte reichen dabei von einem Tag bis zu einem Jahr. Soweit der in einem Regelenergievertrag vereinbarte Preis auf einem Index, Börsen- oder sonstigen variablen Referenzpreis basiert, ergibt sich der jeweils anzuwendende Preis nach der im Regelenergievertrag festgelegten Berechnungsmethode für den variablen Preis.[226]

4.1.2 Stand und Evaluation der Bilanzierung im Gassektor

4.1.2.1 Bilanzierungsrichtlinien seit GABi Gas

239. Mit Wirkung zum 1. Oktober 2008 hatte die Bundesnetzagentur die Vorgaben zur Bilanzierung, Regel- und Ausgleichsenergie im Rahmen ihrer Festlegungskompetenz geändert und durch ein neues Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas) ersetzt[227]. Die wichtigsten Eckpunkte der zu diesem Zeitpunkt neu eingeführten Bilanzierungsrichtlinien lauteten wie folgt:

– Wichtigste Neuerung war die Einführung der Tagesbilanzierung. Musste jeder Bilanzkreisverantwortliche vor der Einführung von GABi Gas stündlich für einen Ausgleich von Ein- und Ausspeisungen aus einem Bilanzkreis sorgen, so wurde diese Abrechnungsperiode nun auf einen Gastag verlängert, der auf den Zeitraum von 6.00 Uhr bis 6.00 Uhr festgelegt wurde. Dem Bilanzkreisverantwortlichen obliegt es sicherzustellen, dass am Ende des Gastages Ein- und Ausspeisungen

[220] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 59 f.
[221] EEX: 24/7-Gashandel erfolgreich gestartet, 31. Mai 2011, http://www.dgap.de/news/corporateall/eex-gashandel-erfolgreich-gestartet_371034_675751.htm [Abruf: 25. August 2011].
[222] Vgl. BDEW, Stellungnahme, Bericht zur Evaluierung des Ausgleichs- und Regelenergiesystems Gas (§ 30 GasNZV), 9. November 2010, S. 5, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK7/GabiGasMitteilungen/Stellungnahmen/BDEW_GABI_Stell.pdf?__blob=publicationFile [Abruf: 2. Mai 2011].
[223] Unter einem Bilanzkreisnetzbetreiber versteht man im Gasbereich den marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber oder einen Dritten, bei dem ein Bilanzkreis gebildet werden kann und mit dem ein Bilanzkreisvertrag abgeschlossen wird.
[224] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 232 ff.
[225] Vgl. BNetzA, Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas, a. a. O., S. 136.
[226] Vgl. ebenda, S. 137.
[227] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 28. Mai 2008, BK7-08-002.

einander decken. Ist dies nicht der Fall, ist er gezwungen, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen, die durch den Bilanzkreisnetzbetreiber abgerechnet wird.

– GABi Gas enthält zur Sicherstellung der Netzstabilität und zur Vermeidung von Manipulationen ein die Tagesbilanzierung flankierendes stündliches Anreizsystem mittels Strukturierungsbeiträgen, d. h. die Ein- und Ausspeisungen eines Bilanzkreises werden flankierend zur Tagesbilanzierung weiterhin stundenscharf betrachtet, da die Überschreitung einer Toleranzgrenze den Strukturierungsbeitrag auslöst. Ein bilanzieller Ausgleich der Stundenabweichungen erfolgt allerdings nicht. [228]Hintergrund dieses Anreizsystems war die Sorge, dass Händler ohne ein solches System theoretisch ihre gesamte Gasmenge binnen einer Stunde einspeisen, die Ausspeisung aber über den ganzen Tag verteilen könnten. Würden alle Händler nach diesem Prinzip verfahren, wäre die Netzstabilität nicht bzw. nur durch einen erheblichen Einsatz von Regelenergie gewährleistet.[229]

– Die Basis für die Berechnung der Ausgleichsenergieentgelte bilden Referenzpreise für Einkauf und Verkauf von Gas an verschiedenen Handelsmärkten. Bisher wurden zu diesem Zweck der deutsche EEX-Preis von NCG sowie drei APX-Preise herangezogen. Dazu zählen die niederländische Title Transfer Facility (TTF), der britische National Balancing Point (NBP) sowie der belgische Handelspunkt Zeebrugge (ZEE). Die Entgelte werden nach einem Zwei-Preis-Modell gebildet, das zum Ziel hat, Missbrauch und Marktverschluss zu vermeiden. Bei einer Unterspeisung (positive Ausgleichsenergie) wurde zunächst der zweithöchste Korb-Preis plus 10 Prozent berechnet und bei Überspeisungen (negative Ausgleichsenergie) der zweitniedrigste Korb-Preis minus 10 Prozent. Im März 2010 wurde einseitig der Preisaufschlag für positive Ausgleichsenergie auf 20 Prozent angehoben.

240. Mit Inkrafttreten der neuen Gasnetzzugangsverordnung am 9. September 2010 wurden einzelne Elemente von GABi Gas auch in die Verordnung übernommen.[230] Eine Änderung des Bilanzierungssystems durch die neue Verordnung betraf die Aufnahme einer Toleranzgrenze in die Bilanzkreisabrechnung. Während die Festlegung in GABi Gas keine Toleranzen für den Bilanzausgleich am Tagesende vorsieht, führt die Gasnetzzugangsverordnung eine Reduktion des Bilanzkreissaldos für solche Bilanzkreise ein, die leistungsgemessene Letztverbraucher (RLM-Entnahmestellen) beliefern. Nach § 23 Absatz 2 GasNZV wird der Saldo, der aus Ein- und Ausspeisung gebildet und als Ausgleichsenergie abgerechnet wird, um 5 Prozent der an Letztverbraucher ohne Standardlastprofil und ohne Nominierungsersatzverfahren gelieferten Mengen vermindert. Die Toleranzmenge ist in die übernächste Bilanzierungsperiode zu übertragen und in der Bilanz des Bilanzkreisverantwortlichen auszugleichen (Rückliefermodell).

241. Zum 1. April 2011 hat die Bundesnetzagentur dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie einen Bericht zur Evaluierung der wirtschaftlichen Wirkungen des Ausgleichs- und Regelenergiesystems gemäß § 30 GasNZV vorgelegt. Im Ergebnis stellt sie darin fest, dass das GABi-Gas-System heute von allen Marktteilnehmern praktiziert wird und zu einer deutlichen Belebung der Gashandelsmärkte geführt hat.[231] Größere Verwerfungen, die zu einer raschen Korrektur der Rahmenbedingungen führen würden, seien nicht zu erkennen. Die Bundesnetzagentur nennt weiterhin einzelne Aspekte des Ausgleichsenergiesystems, die noch Probleme aufwerfen und in Zukunft überarbeitet werden könnten. Eine Änderung der Gasnetzzugangsverordnung sei – mit Ausnahme des Renominierungsverfahrens – jedoch nicht unbedingt erforderlich. Es sei zudem wahrscheinlich, dass in Zukunft Modifikationen des Bilanzierungssystems im Rahmen einer Harmonisierung der europäischen Bilanzierungsregeln anstehen.

242. Die Monopolkommission hat sich stets für das System der Tagesbilanzierung ausgesprochen und hat die Festlegung dieses Systems im Rahmen von GABi Gas sehr begrüßt.[232] Das neue System bildet die Grundlage für transparente und diskriminierungsfreie Strukturen und wird auch von den Marktteilnehmern weit überwiegend positiv aufgenommen.

243. Die Monopolkommission erkennt in den Größenvorteilen von etablierten Lieferanten ein grundsätzliches Markteintrittsproblem, das neuen bzw. kleinen Lieferanten den Marktzutritt in der Vergangenheit erschwert hat. Große Anbieter mit einer Vielzahl von RLM-Kunden können stochastisch bedingte Skalenvorteile nutzen, die aus der Durchmischung ungeplanter Verbrauchsabweichungen resultieren und für einen niedrigeren proportionalen Ausgleichsenergiebedarf verantwortlich sein können. Große Händler benötigen daher tendenziell weniger Ausgleichsenergie. Je kürzer die Bilanzierungsperioden sind, desto schwieriger ist es für kleine Netznutzer, ihre Bilanz auszugleichen.

[228] Der Strukturierungsbeitrag ist vom Bilanzkreisverantwortlichen an den Bilanzkreisnetzbetreiber zu zahlen. Mit ihm gewinnt die Abschätzung von Risikoaufschlägen an Bedeutung.

[229] Diese Befürchtung gilt vor allem deshalb, weil in den angrenzenden Ländern häufig noch keine Tagesbilanzierungssysteme angewendet werden, weshalb untertägige Arbitragegeschäfte an den Grenzen möglich werden. Auch kann der Regelenergiebedarf im Rahmen der Tagesbilanzierung möglicherweise systematisch beeinflusst werden. In diesem Fall könnte ein Händler selbst den Regelbedarf verursachen und gleichzeitig die benötigte Regelenergie liefern.

[230] Durch die letzte Änderung der Gasnetzzugangsverordnung ist der Grundsatz der Tagesbilanzierung nun auch hier in § 23 Absatz 1 ausdrücklich geregelt.

[231] Die Einführung des Ausgleichs- und Regelenergieregimes GABi Gas hatte nach Auffassung der Bundesnetzagentur positive Wettbewerbseffekte auf den deutschen Gashandelsmärkten zur Folge. So haben 229 Transportkunden ihre Belieferung in andere Netze ausgedehnt und 135 Transportkunden haben einen neuen Fokus auf die Belieferung von Haushaltskunden gelegt. Vgl. BNetzA, Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas, a. a. O., S. 21.

[232] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 494; Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 255 ff.

GABi Gas hat durch die Tagesbilanzierung die Voraussetzungen für kleinere Anbieter in mehrerlei Hinsicht stark vereinfacht und damit Größenvorteile zumindest reduziert. Die erleichterten Voraussetzungen für die Belieferung vieler Kunden zeigen sich nach Auffassung der Monopolkommission insbesondere an der heutigen Behandlung der drei verschiedenen Entnahmestellen:

– Für die Belieferung von Endverbrauchern mit Standardlastprofil wird stündlich 1/24 der Tagesmenge des jeweiligen Standardlastprofils in die Bilanz eingestellt. Der Verbrauch wird damit gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilt, sodass bei Gegenüberstellung gleichmäßiger Einspeisung etwa in Form eines Tagesbandes weder Ausgleichsenergie anfällt, noch Strukturierungsbeiträge zu entrichten sind.

– Die Belieferung von Endverbrauchern mit registrierter Leistungsmessung und einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von weniger als 300 MWh pro Stunde werden in der Regel mit einem Tagesband bilanziert. Stündlich wird 1/24 der gesamten Ausspeiseleistung eines Tages in die Bilanz eingestellt. Ein Lieferant oder Industriekunde muss daher nur die Gesamtausspeiseleistung korrekt prognostizieren und kann diese z. B. ebenfalls im Rahmen von Einspeisungen per Tagesband decken. Strukturierungsbeiträge fallen hier nur an, wenn die stündliche Abweichung 15 Prozent überschreitet, und können daher meist vermieden werden.

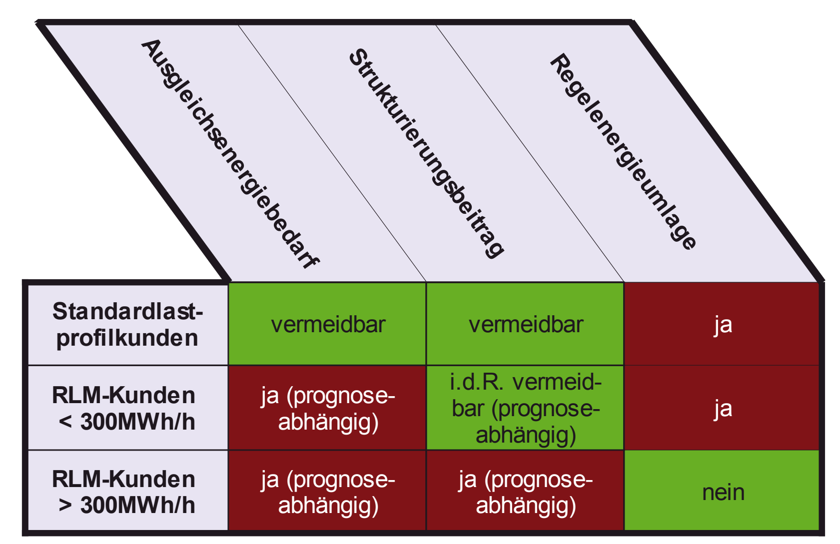
– Für die Systemstabilität besonders relevant sind Großverbraucher mit registrierter Leistungsmessung und einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von mehr als 300 MWh pro Stunde, die in der Regel ohne Tagesband mit den tatsächlichen Verbrauchswerten bilanziert werden. Bei dieser Gruppe fallen bei stündlichen Abweichungen über 2 Prozent Strukturierungsentgelte an. Die Versorgung dieser Verbrauchsgruppe ist am aufwendigsten und erfordert stündlich genaue Prognosen der Ausspeisemenge sowie eine ständige Anpassung notwendiger Einspeisungen. Dafür ist diese Verbrauchsgruppe nach § 15 Standardvertrag von der Regel- und Ausgleichsenergieumlage befreit, da die stündlich genaue Einspeisung bereits dafür sorgen soll, dass durch diese Verbrauchsstellen keine Regelenergieinanspruchnahme erfolgt.[233]

244. Tagesbänder sind ein handelbares Produkt, das auf den Beschaffungsmärkten heute zum Teil gut verfügbar ist. Lieferanten können mithilfe von Tagesbändern zwei der drei Fallgruppen für Gasentnahmestellen mit vergleichsweise geringem Aufwand versorgen, ohne Strukturierungsungleichgewichte befürchten zu müssen. Diese Fallgruppen stellen gleichzeitig die weitaus überwiegende Zahl der Verbrauchsstellen dar. Für SLP-Entnahmestellen liegen dabei die allokierten Mengen spätestens am Vortag der Lieferung vor, sodass sich mögliche Engpässe oder -überschüsse des Lieferanten bereits im Day-ahead-Handel ausgleichen lassen. Für die Belieferung dieser Endverbrauchergruppe entfällt damit auch das Nominierungsrisiko weitestgehend, sodass in der Regel keine Ausgleichsenergie in Anspruch genommen werden muss. Bei RLM-Entnahmestellen sind eine untertägige Renominierung und der Zugriff auf den untertägigen Handel hingegen notwendig, um Bilanzungleichgewichte zu vermeiden bzw. zu reduzieren (vgl. Abbildung 4.3).

[233] Hier sei darauf hingewiesen, dass es sich bei der Befreiung von der Regel- und Ausgleichsenergieumlage nicht um die Befreiung von der Abrechnung oder Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie handelt.

Abbildung 4.3

Vermeidungsmöglichkeit verschiedener direkter und indirekter Ungleichgewichtszahlungen nach GABi Gas



	Ausgleichsenergiebedarf	Strukturierungsbeitrag	Regelenergieumlage
Standardlastprofilkunden	vermeidbar	vermeidbar	ja
RLM-Kunden < 300MWh/h	ja (prognoseabhängig)	i.d.R. vermeidbar (prognoseabhängig)	ja
RLM-Kunden > 300MWh/h	ja (prognoseabhängig)	ja (prognoseabhängig)	nein

Quelle: Eigene Darstellung

245. Durch das System der Tagesbilanzierung in Verbindung mit der Nutzung von Strukturierungsbeiträgen zur Sicherung der Netzstabilität wurden daher nach Auffassung der Monopolkommission grundsätzlich stark verbesserte Voraussetzungen für den Marktzutritt neuer Anbieter geschaffen, die für die zu beobachtende Zunahme des Wettbewerbs im Gassektor mitverantwortlich sind. Dennoch bleibt die Liquidität an den Handelsmärkten eine unerlässliche Voraussetzung, um Nachteile im Hinblick auf die erforderliche Ausgleichsenergie zu reduzieren. Darüber hinaus bleiben im Bilanzierungssystem weiterhin verschiedene Einzelprobleme zu lösen, die nachfolgend beschrieben werden sollen.

4.1.2.2 Bilanzierungssystem und der Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie

246. Verschiedene Marktakteure haben die Monopolkommission auf den extrem hohen Bedarf an Regelenergie im Winter 2009/2010 (4. Quartal 2009 und 1. Quartal 2010) aufmerksam gemacht. Dieser Regelenergiebedarf wurde von manchen Akteuren am Markt auf das Bilanzierungssystem nach GABi Gas zurückgeführt. In ihrem Evaluierungsbericht über die wirtschaftlichen Wirkungen des Ausgleichs- und Regelenergiesystems hat die Bundesnetzagentur ebenfalls auf den stark erhöhten Regelenergiebedarf im Winter 2009/2010 hingewiesen. Sie stellt jedoch ebenfalls fest, dass sich der „durch die systematischen Schieflagen notwendige Regelenergieeinkauf mit stetigen Vorfinanzierungskosten für die Marktgebietsverantwortlichen“ im Jahresverlauf deutlich entschärft habe.[234] Die Bundesnetzagentur hat zudem im Rahmen ihres Evaluierungsberichtes eine erste Analyse der Ursachen des erhöhten Regelenergieaufkommens vorgelegt.

247. Als Ursache für ein erhöhtes Regelenergieaufkommen kommen insbesondere die folgenden Gründe in Betracht:

– Besteht eine erhebliche Differenz zwischen den Bezugspreisen eines Netznutzers, etwa eines Lieferanten, und den Spotmarktpreisen, so besteht für den Lieferanten ein starker Anreiz zur systematischen Nutzung von Ausgleichsenergie, da Letztere an die Spotmarktpreise geknüpft ist und damit Einkaufsvorteile bzw. Arbitragegeschäfte ermöglicht. Der systematische Bezug von positiver oder negativer Ausgleichsenergie durch mehrere Marktteilnehmer führt dann zu einem erhöhten Bedarf an Regelenergie, der mittelfristig nur durch externe Regelenergie gedeckt werden kann.

– Ein erhöhter Regelenergiebedarf kann auch durch systematische Fehlschätzungen bei der Berechnung der Standardlastprofile ausgelöst werden. Erhebliche Abweichungen zwischen als Prognosewert ermittelten (allokierten) und tatsächlich ausgespeisten Mengen haben zur Folge, dass durch das System der Bilanzierung kein Ausgleich von Ein- und Ausspeisungen hergestellt werden kann. Da sich ein Lieferant bei seinen Einspeisungen an den allokierten Mengen orientiert, wird das Netz durch die Abweichungen systematisch über bzw. unterspeist.

– Ungenügende Anreize zur strukturierten Einspeisung im Rahmen von GABi Gas, etwa durch die Umsetzung der Tagesbilanzierung, können gegebenenfalls dazu führen, dass zur Sicherung der Netzstabilität auf externe Regelenergie zurückgegriffen werden muss.

Ausgleichsenergiepreise

248. Der erste Aspekt einer systematischen Überspeisung der Bilanzkreise, ausgelöst durch den Preis-Spread zwischen Ausgleichsenergieentgelten und Bezugspreisen, erscheint insbesondere für den hohen Regelenergiebedarf im Winter 2009/2010 eine valide Erklärung darzustellen. In diesem Zeitraum bestand ein erheblicher Preisunterschied zwischen ölpreisindexierten Bezugspreisen und den an den Börsenpreis gekoppelten Preisen für Ausgleichsenergie.[235] Damit war für Lieferanten mit ölpreisindexierten Vollversorgungsverträgen ein starker Anreiz gegeben, anstelle des Bilanzausgleichs durch den Eigenbezug von Gas Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen. Die systematische Inanspruchnahme positiver Ausgleichsenergie erhöht tendenziell den Regelenergiebedarf. Da die für Ausgleichsenergie bezahlten börsengebundenen Preise teilweise unter den Kosten für Regelenergie zurückbleiben, erhöht sich durch den Effekt auch die Ausgleichs- und Regelenergieumlage.

249. Mit Mitteilung vom 24. März 2010 informierte die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang über verschiedene Änderungen bei der Anwendung des Bilanzierungssystems nach GABi Gas.[236] Dabei wurde insbesondere der Preis für positive Ausgleichsenergie korrigiert, indem der Preisaufschlag von Faktor 1,1 auf 1,2 gegenüber dem relevanten Börsenpreis heraufgesetzt wurde. Durch diese Änderung und die parallele Verengung des Spreads zwischen Börsenpreis und Grenzübergangspreis (als Benchmark für den Preis aus ölpreisinduzierten Verträgen) sind die Anreize zur Unterspeisung des Bilanzkreises deutlich gesunken.[237] Auch der Bedarf an Regelenergie hat sich daraufhin verringert.[238]

250. Ein grundsätzliches Problem der Erhöhung der Preisaufschläge für Ausgleichsenergie auf einen relevanten Börsenpreis liegt darin, dass ein höherer Preis zwar auf der einen Seite den Anreiz für die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie deutlich reduziert, auf der anderen Seite jedoch die Größenvorteile der am Markt etablierten Anbieter verstärkt. Weil etablierte Anbieter stochastisch bedingte Skalenvorteile nutzen, müssen diese in der Regel relativ weniger Ausgleichsenergie nachfragen. Die Erhöhung der Ausgleichsenergiepreise wirkt daher tendenziell

---

[234] Vgl. BNetzA, Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas, a. a. O., S. 145.

[235] Vgl. auch Abschnitt 5.2.

[236] Vgl. BNetzA, Mitteilung Nummer 4 zur Umsetzung des Beschlusses „GABi Gas“ vom 28. Mai 2008, hier: Folgerungen aus der Entwicklung des Regelenergiebedarfs.

[237] Vgl. BNetzA, Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas, a. a. O., S. 12.

[238] Vgl. ebenda, S. 145.

hemmend auf Markteintritte. Auch die gegenwärtige Asymmetrie der Preise für positive und negative Ausgleichsenergie deutet auf systematische Verzerrungen in eine Richtung hin. Die sich daraus ergebenden Belastungen werden durch die Ausgleichs- und Regelenergieumlage auf alle Nutzer sozialisiert. In ihrem Evaluierungsbericht hat die Bundesnetzagentur bereits angekündigt, das System der Bepreisung von Ausgleichsenergie anpassen zu wollen; sie schlägt allerdings die Erhöhung des Preises für negative Ausgleichsenergie auf einen Faktor von 0,8 vor.[239]

251. Die Monopolkommission empfiehlt in diesem Zusammenhang eine Veränderung des Preissetzungsmechanismus für die Abrechnung von Ausgleichsenergie. Um zukünftig Anreize zu einer systematischen Verlagerung des Energiebedarfs eines Bilanzkreises auf die Inanspruchnahme von Ausgleichs- und Regelenergie zu verhindern, sollte der Preisaufschlag für die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie in Abhängigkeit vom Gesamtsaldo an benötigter Ausgleichsenergie gestellt werden. Gleichzeitig sollte der stochastisch bedingte Bedarf an Ausgleichsenergie nicht zu Preisaufschlägen führen. Dazu sollte der Preis für Ausgleichsenergie wie folgt bemessen werden:

Die Monopolkommission schlägt vor, einen niedrigen regulären Preisauf- bzw. -abschlag für positive bzw. negative Ausgleichsenergie d_t^i eines Bilanzkreises i zur Bilanzierungsperiode t symmetrisch gegenüber dem relevanten Marktpreis festzulegen, sodass sich ein Preis für reguläre negative oder positive Ausgleichsenergie P_r^- bzw. P_r^+ ergibt. Dieser Ab- bzw. Aufschlag könnte z. B. 5 Prozent betragen, was einen Preisfaktor von 0,95 bzw. 1,05 gegenüber dem relevanten Börsenpreis bedeuten würde. In Abhängigkeit vom Gesamtsaldo aller in einem Marktgebiet von allen Bilanzkreisen an dem abzurechnenden Gastag in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie D_t^{Netz} sollte zudem ein zweiter, höherer Preisfaktor festgelegt werden, der z. B. zwischen 0,9 und 0,5 bzw. 1,1 und 2,0 liegen könnte, auch asymmetrisch sein kann, und der zum Preis $P_s^-\ D_t^{Netz}$ bzw. $P_s^+\ D_t^{Netz}$ führt.

Die Monopolkommission schlägt weiter vor, dass jeder Bilanzkreis einen individuell zu bestimmenden Anteil der abzurechnenden Ausgleichsenergie, relativ zu den von ihm an einem Gastag bilanzierten Ausspeisemengen zu dem höheren Preis abrechnen muss. Um diesen Anteil zu bestimmen, sollte der durchschnittliche relative Ausgleichsenergiebedarf des Bilanzkreises in den vergangenen 14 Gastagen zugrunde gelegt werden.[240] Dazu sind die Einspeisungen a_t und der Ausgleichsenergiebedarf eines Gastages für die vergangenen 14 Tage zu

$$A_t^i := \sum_{\tau = t-13}^{t} a_\tau^i \quad \text{und} \quad D_t^i := \sum_{\tau = t-13}^{t} d_\tau^i$$

zu summieren und am Gastag t in Relation zu setzen: $\frac{D_t^i}{A_t^i}$

Dieser relative Satz könnte optional noch um einen Toleranzfaktor von z. B. einem Prozentpunkt reduziert werden, um verbleibende stochastische Schwankungen auszuschließen. Die Abrechnung für Ausgleichsenergie (ohne Toleranzabzug) berechnet sich danach wie folgt:
Für $d_t^i > 0, D_t^i > 0$ oder $d_t^i < 0, D_t^i < 0$ gilt

$$Ausgleichszahlung = min\left\{|d_t^i|\ ,\ \frac{|D_t^i|}{A_t^i} \times a_t^i\right\} \times P_s^{-/+}$$

$$(D_t^{Netz}) + max\left\{0\ ,\ |d_t^i| - \frac{|D_t^i|}{A_t^i} \times a_t^i\right\} \times P_r^{-/+}$$

Für $d_t^i > 0, D_t^i < 0$ oder $d_t^i < 0, D_t^i > 0$, d. h. falls sich die systematische Abweichung über 14 Tage und die des Bilanzsaldos am Abrechnungstag auf unterschiedliche Typen von Ausgleichsenergie (positive und negative) beziehen, wird die gesamte Menge zum regulären Ausgleichsenergiepreis abgerechnet:

$$Ausgleichszahlung = |d_t^i| \times P_r^{-/+}$$

252. Bei einer so vorgenommenen Berechnung der Ausgleichszahlung würden stochastisch auftretende Bilanzungleichgewichte in der Regel mit dem niedrigen regulären Ausgleichsenergiepreis belegt. Von stochastischen Ungleichgewichten sind neue Anbieter bzw. kleinere Bilanzkreise stärker betroffen, sodass diese nicht oder nur bedingt durch höhere Entgelte belastet würden. Systematische Abweichungen, die etwa durch strategische Über- oder Unterspeisung des Bilanzkreises zur Erzielung von Arbitragegewinnen erfolgen können, führen hingegen zu Ungleichgewichten im 14-tägigen Ausgleichssaldo. Durch die Berücksichtigung der Mengen aus 14 Gastagen werden die Verbrauchsmengen so hochgerechnet, dass sich auch bei kleinen Anbietern Durchmischungseffekte einstellen sollten. Ergeben sich darüber hinaus Abweichungen, so wird davon ausgegangen, dass diese systematischer Natur sind. Netzkunden, die systematisch Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen, werden mit diesem Anteil ihres Ausgleichsenergiebedarfs mit einem höheren Ausgleichsenergieentgelt belegt.

253. Das höhere Entgelt kann entsprechend dem Gesamtausgleichsenergiebedarf des Gastages und den damit verbundenen Auswirkungen auf die Netzstabilität und den Regelenergiebedarf schwanken. Dies ist auch deshalb von Vorteil, da die Netzkunden auf diese Weise den Preis für systematischen Ausgleichsenergiebedarf nur bedingt

---

[239] Vgl. BNetzA, Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas, a. a. O., S. 167.

[240] Der Zeitraum von 14 Tagen wurde von der Monopolkommission gewählt, da er eine gleichmäßige Gewichtung der Wochentage ermöglicht, ausreichend lang erscheint, damit sich bei den Abweichungen genügend Durchmischungseffekte einstellen, und kurz genug ist, dass systematische Über- oder Unterspeisungen mit höheren Entgelten belegt werden. Grundsätzlich sollte zur Ermittlung eines geeigneten Zeitraums flankierend eine empirische Prüfung erfolgen.

im Vorhinein abschätzen können. Diese Unsicherheit erschwert die Planbarkeit einer strategischen Über- oder Unterspeisung des Bilanzkreises.

Datenqualität der Standardlastprofile

254. Da bei Standardlastprofilkunden die tatsächliche Gasentnahme in der Regel nur jährlich mit Ablesung des Zählers erfasst wird, können im Bezug auf die Ausspeisungen dieser Kundengruppen lediglich die am Vortag der Belieferung durch den Ausspeisenetzbetreiber[241] vorgenommenen Prognosen als Ausspeisemenge in der Bilanz berücksichtigt werden. Treten bei der Schätzung der Verbräuche von Standardlastprofilkunden durch den Ausspeisenetzbetreiber gegenüber den tatsächlichen Ausspeisungen Unterschiede auf, so werden diese Ungleichgewichte nicht in die Bilanz eingestellt und es bestehen keine Anreize oder Möglichkeiten für die Lieferanten, die Fehl- oder Überschussmengen durch eine Renominierung der eigenen Einspeisungen selbst am Gastag auszugleichen.

255. Gemäß § 25 GasNZV werden die durch Ungenauigkeiten der Standardlastprofile jährlich entstehenden Fehl- oder Überschussmengen als Mehr- und Mindermengen durch Ausspeisenetzbetreiber mit den jeweils verantwortlichen Netznutzern abgerechnet. Gemäß § 25 Absatz 2 GasNZV hat der Ausspeisenetzbetreiber dazu dem Transportkunden einen Arbeitspreis zu vergüten oder in Rechnung zu stellen. Näheres zur Ermittlung dieses Preises regelt die Verordnung nicht. Praktisch wird hier z. B. der arithmetische Monatsmittelwert der positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise herangezogen. Da der Mehr- und Mindermengenausgleich nur abrechnungstechnisch erfolgt, führen Fehler in den Allokationen der Ausspeisenetzbetreiber zu Über- oder Unterspeisungen des Netzes. Diese müssen durch Regelenergie ausgeglichen werden. Die Ausgaben und Einnahmen aus der Mehr- und Mindermengenabrechnung rechnet der Ausspeisenetzbetreiber gemäß § 25 Absatz 3 GasNZV deshalb mit dem Marktgebietsverantwortlichen ab, der die Regelenergie bereitstellt. Verbleibende Kosten der Regelenergie werden kontinuierlich von den marktgebietsverantwortlichen Netzbetreibern auf alle Bilanzkreise nach den Regeln von GABi Gas umgelegt.

256. Gegenüber der Monopolkommission wurde von Akteuren am Markt häufig vorgebracht, dass die von den Ausspeisenetzbetreibern prognostizierten Verbrauchsdaten für Standardlastprofilkunden[242] häufig nicht exakt genug seien und es dadurch zu einem überhöhten Regelenergiebedarf komme. Die Bundesnetzagentur hat die angewendeten Verfahren in ihrem Evaluierungsbericht zur Regel- und Ausgleichsenergie untersucht und festgestellt, dass es nur wenige praktikable bzw. einfache Verbesserungsmöglichkeiten gibt.[243]

257. Die Monopolkommission weist insbesondere darauf hin, dass die bestehenden Regelsysteme den Ausspeisenetzbetreibern Anreize geben müssen, möglichst exakte Verbrauchsprognosen vorzulegen. Nur wenn solche Anreize bestehen, existieren auch Anreize zur Verbesserung der Prognoseverfahren und es besteht die Chance auf Innovationen bei den Erhebungsmethoden für Lastprofile, die heute mitunter noch nicht ersichtlich sind. In dem bestehenden Regelsystem sind solche Anreize jedoch nicht vorgesehen. So sind die Ausspeisenetzbetreiber zwar verpflichtet, eine Prognose der Standardlastprofile durchzuführen und den Bilanzkreisverantwortlichen zu übermitteln. Eine gute oder schlechte Prognosequalität hat jedoch für den Ausspeisenetzbetreiber keine unmittelbaren finanziellen Vor- oder Nachteile zur Folge, da die Einnahmen aus der Mehr- und Mindermengenabrechnung für ihn im Prinzip einen durchlaufenden Posten darstellen.

258. Die beste Lösung dieses Anreizproblems sieht die Monopolkommission darin, die Qualität der Lastprofilschätzungen jährlich – beispielsweise im Rahmen der Mehr- und Mindermengenabrechnungen – zu evaluieren und in der Entgeltregulierung als Qualitätsfaktor zu erfassen. Auf diese Weise hinge der Preis für den Netzzugang eines Ausspeisenetzbetreibers auch von der Qualität der von ihm bereitgestellten Standardlastprofile ab.

Da ein solches Verfahren nicht kurzfristig implementiert werden kann, schlägt die Monopolkommission alternativ vor, den Ausspeisenetzbetreibern kurzfristig finanzielle Anreize zu setzen, indem diese einen bestimmten Anteil der saldierten Abrechnungsbeträge für Mehr- und Mindermengen eines Jahres selbst behalten. Zu diesem Zweck könnte die jährliche Abweichungsrate ermittelt werden, indem der Mehr-/Mindermengensaldo eines Ausspeisenetzbetreibers zu den in seinem Netz insgesamt transportierten Mengen ins Verhältnis gesetzt wird. Sinkt die Abweichungsrate eines Netzbetreibers z. B. im Vergleich zur durchschnittlichen Abweichungsrate der vorherigen zwei Abrechnungsjahre, so sollte der Ausspeisenetzbetreiber einen prozentualen Anteil der durch die Verbesserung geringeren Abrechnungsentgelte einbehalten dürfen, der dann nicht an den Marktgebietsverantwortlichen übermittelt wird. Steigt der Abrechnungssaldo hingegen über die durchschnittliche Rate der vergangenen zwei Jahre, so darf er reziprok für den gestiegenen Anteil gegenüber den Netzkunden nur einen verminderten Betrag abrechnen, den er selbst aufstocken muss.

[241] Ausspeisenetzbetreiber sind diejenigen Verteilnetzbetreiber, in deren Netz die Ausspeisung vorgenommen werden soll. Jeder Ausspeisenetzbetreiber kalkuliert daher die jeweiligen Lastprofile für seine SLP-Anschlusstellen.

[242] Grundlegend lassen sich das synthetische und das analytische Verfahren zur Ermittlung der Standardlastprofile unterscheiden, wobei das synthetische Verfahren mit einer Anwendungsquote von ca. 90 Prozent klar dominiert. Beim synthetischen Lastprofilverfahren erfolgt die Verbrauchsprognose des Liefertags (D) für Haushalts- und kleine Gewerbekunden am Vortag (D-1) anhand statistischer Ermittlungen und unter Hinzuziehung einer Temperaturprognose. Die Verbrauchsabschätzung im Rahmen des analytischen Verfahrens wird mittels Projektion des am Vortag (D-2) für diese Kundengruppe im eigenen Ausspeisenetz ermittelten Verbrauches auf den Liefertag (D) vorgenommen. Diese Projektion erfolgt durch die Ermittlung der Gesamtentnahme des Netzes abzüglich aller gemessenen (RLM-)Kundenabnahmen unter Zuhilfenahme von Zerlegungsfaktoren, die das jeweilige Lastprofil der Kundengruppen widerspiegeln.

[243] Vgl. BNetzA, Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas, a. a. O., S. 86 ff., insbes. S. 89.

Untertägige Strukturierungsanreize

259. Durch GABi Gas wurde zudem die untertägige Strukturierung der Ein- und Ausspeisungen verändert, indem für Standardlastprofilkunden und einen Teil der leistungsgemessenen Kunden Tagesbänder in die Bilanz eingestellt werden, die nicht die stündlich exakten Ausspeisemengen widerspiegeln. Gleichzeitig werden stündliche Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen heute mit einem Strukturierungsentgelt belegt, während vorher Ausgleichsenergie abgerechnet wurde. Die Veränderungen haben insbesondere dem Wunsch nach verbesserten Wettbewerbsbedingungen Rechnung getragen. Demgegenüber wurde davon ausgegangen, dass die untertägigen Ungleichgewichte, die durch dieses System auftreten, im Wesentlichen durch den bestehenden Netzpuffer (also mithilfe interner Regelenergie) aufgefangen werden können. Ob das bestehende Strukturierungssystem nach GABi Gas genügend Anreize setzt, um einen häufigen Rückgriff auf externe Regelenergie abzuwenden, kann derzeit noch nicht mit großer Bestimmtheit festgestellt werden. Es empfiehlt sich jedoch, vor einer Veränderung des Anreizsystems zunächst weitere Erfahrungen mit dem Bilanzierungssystem zu sammeln.

4.1.2.3 Regelenergiebeschaffung im Gassektor über die Börse

260. Bislang waren die Marktgebietsverantwortlichen beim Handel über die Börse durch die Öffnungszeiten eingeschränkt. Ein Handel konnte hier nur von Montag bis Freitag in dem Zeitfenster 9:30 bis 17:30 Uhr (seit 3. Januar 2011 zwischen 08.00 und 18.00 Uhr) stattfinden. Außerhalb der genannten börslichen Handelszeiten waren ausschließlich die über die jeweilige Ausschreibungsplattform erzielten Preise der Merit-Order-Liste maßgeblich.

261. Der insgesamt weiter zunehmende Handel von Regelenergieprodukten Gas über die EEX ist erfreulich, gilt allerdings nur für die Marktgebiete NCG und Gaspool. Zur Erhöhung der börslichen Liquidität und um den Marktgebietsverantwortlichen den Regelenergiehandel zu Marktpreisen auch ganztägig zu ermöglichen, wurde der 24/7-Gashandel eingeführt. Überdies hat die EEX zugleich die an den Börsenhandel angeschlossenen Marktgebiete Gaspool und NCG um das niederländische Marktgebiet TTF erweitert. Die Monopolkommission begrüßt diese Schritte.

262. Dennoch erachtet die Monopolkommission die Voraussetzungen für einen Handel von Gas-Regelleistungsprodukten über die Börse als immer noch unzureichend. Sie bekräftigt daher an dieser Stelle ihren zur Diskussion gestellten Vorschlag, in den Marktgebieten, die an der Börse vertreten sind, den Regel- und Ausgleichsenergiemarkt vorläufig vollständig an die Börse zu verlagern, um so den Handel von Regelenergie über eine Plattform erfolgen zu lassen.[244] Diese Fokussierung auf einen Handelsplatz würde möglicherweise eine weitere Zunahme an Liquidität bedingen. Somit würde ein Teil des heutigen OTC-Geschäfts mittels Festlegung durch die Bundesnetzagentur an die Börse verlagert werden. Bei der Regelenergie handelt es sich um Day-ahead- und Intraday-Produkte, wie sie die Börse bereits jetzt zur Verfügung stellt. Insoweit wäre der Regelenergiepreis mit dem Börsenpreis identisch. Dabei betont die Monopolkommission, dass sie mit ihrem Diskussionsvorschlag nicht beabsichtigt, das OTC-Geschäft zu unterlaufen. Es geht lediglich um einen Teil des OTC-Geschäfts, welcher an die Börse verlagert werden könnte, um eine steigende Liquidität zu erreichen.

4.1.3 Verknüpfung der deutschen und europäischen Gasmärkte

263. Um im Gasmarkt Transporte durchführen zu können, müssen Netzkunden über Ein- und Ausspeisekapazitäten verfügen, die sie bei den häufig zu Marktgebieten verbundenen Fernleitungsnetzbetreibern buchen. Sie können weiterhin innerhalb eines Marktgebietes vorhandenes Gas direkt am virtuellen Handelspunkt erwerben. In den deutschen Gasmärkten ist es aufgrund des Zweivertragsmodells und der bestehenden Bilanzierungsvorschriften weiter nötig, den gewünschten Gastransport beim Netzbetreiber anzumelden (Nominierung), wobei auch kurzfristig vor seiner tatsächlichen Durchführung eine Abänderung der angemeldeten Mengen (Renominierung) möglich ist. Die Größe und Handelsliquidität eines Gasmarktgebietes und die Verfügbarkeit von Kapazitäten an den dortigen Ein- und Ausspeisepunkten stellen für die Funktionsfähigkeit wettbewerblicher Gasmärkte die entscheidenden Kriterien dar.

264. Ausreichend große Marktgebiete ermöglichen nicht nur einfache Buchungen der Netznutzer im Rahmen des Zweivertragsmodells, sondern sichern auch eine genügende Anzahl Anbieter und Nachfrager an den virtuellen Handelspunkten, sodass verlässliche Beschaffungs- und Absatzmöglichkeiten und damit günstige Wettbewerbsbedingungen vorliegen. Existieren hingegen zu viele einzelne und teilweise kleine Marktgebiete ist die Liquidität in jedem einzelnen möglicherweise zu gering. Heute ist die Liquidät in vielen kleinen europäischen Märkten noch zu gering, um Markt- und Wettbewerbsprozessen ausreichend Raum zu lassen.[245]

Die Teilung Europas in mehrere Marktgebiete erfordert indes für marktgebiets- bzw. grenzüberschreitende Transporte ausreichende Übergangskapazitäten. Die Verfügbarkeit frei zuordenbarer Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten innerhalb der einzelnen Marktgebiete ist dabei die Grundlage für einen Gastransporteur, um entsprechende Transporte überhaupt durchführen zu können. Sie stellen sowohl für den Markteintritt neuer Wettbewerber auf den nachgelagerten Märkten als auch für den freien Transport aus vorgelagerten Märkten eine wichtige Zugangsvoraussetzung dar.

265. Insbesondere Ineffizienzen der bestehenden Systeme zum Kapazitäts- und Engpassmanagement und die

[244] Vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 434 sowie Tz. 208.

[245] Vgl. Abschnitt 5.2.1.

dadurch unvollständige Kopplung deutscher und europäischer Gasmärkte bedeuten daher ein erhebliches Hindernis für die Wettbewerbsentwicklung im Gassektor. Verschiedene Neuregelungen auf nationaler und europäischer Ebene sollen daher für eine bessere Verbindung der bestehenden und neu zu schaffenden Gasmärkte sorgen. Die Buchung von standardisierten Kapazitätsprodukten, die Bewirtschaftung von Engpässen und die Kopplung von Ein- und Ausspeisepunkten der Marktgebiete und internationaler Grenzkopplungspunkte stehen bei einer Anpassung der entsprechenden Regelsysteme besonders im Fokus und sollen letztlich zu einer Belebung des Wettbewerbs und vor allem zur Steigerung der Liquidität auf den Märkten für Erdgas beitragen.

4.1.3.1 Qualitätsübergreifende Zusammenlegung deutscher Marktgebiete

266. Ein vorrangiges Mittel, um die in der Vergangenheit unzureichende Liquidität der einzelnen virtuellen Handelspunkte zu erhöhen und geeignete Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, haben Bundesnetzagentur, Monopolkommission und Marktakteure in der Vergangenheit stets in der Zusammenlegung der deutschen Marktgebiete zu größeren Preiszonen und funktionsfähigen Märkten gesehen. Getrieben durch die energiewirtschaftlichen Vorschriften, wurde inzwischen eine sukzessive Reduzierung der Marktgebiete herbeigeführt (vgl. Abbildung 4.1 in Abschnitt 4.1.1.1). Die bis 2010 geltende Gasnetzzugangsverordnung sah in diesem Zusammenhang ausdrücklich vor, dass eine Unterteilung in mehrere Marktgebiete nur bei dauerhaft technisch begründbaren Engpässen zulässig war.[246] Im Jahr 2009 hatte sich infolge dieser Regelung die Zahl der Marktgebiete auf jeweils drei Marktgebiete der Qualitäten L-Gas und H-Gas reduziert. Eine Zusammenlegung erfolgte dabei in vielen Fällen nicht freiwillig, sondern vor dem Hintergrund möglicher Aufsichtmaßnahmen der Bundesnetzagentur nach § 65 EnWG.

267. Die 2010 erneuerte Gasnetzzugangsverordnung sieht nun explizit die weitere Zusammenlegung bis zu verschiedenen Zeitpunkten vor. Danach hatten die Fernleitungsnetzbetreiber bis zum 1. April 2011 die Zahl der Marktgebiete für L-Gas auf höchstens eins und die Zahl der Marktgebiete für H-Gas auf höchstens zwei zu reduzieren. Über die weitere Marktgebietszusammenlegung ist bis zum 1. Oktober 2012 eine Kosten-Nutzen-Analyse anzufertigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bis zum 1. August 2013 die Maßnahme umzusetzen, die am geeignetsten und wirtschaftlichsten ist, um höchstens zwei Marktgebiete in Deutschland zu erreichen.

268. Am 1. April 2011 wurde die weitere Reduzierung auf nunmehr drei Marktgebiete vollzogen. Dazu wurden die Marktgebiete Open Grid Europe L-Gas, Thyssengas H-Gas und Thyssengas L-Gas mit dem bisherigen Marktgebiet der NetConnect Germany (NCG) zusammengeführt. Von besonderer Bedeutung ist dabei, dass es sich bei der jüngsten Marktgebietszusammenlegung um die erste qualitätsübergreifende Marktgebietskooperation handelt, bei der H- und L-Gas in einem Marktgebiet vereint werden. Die qualitätsübergreifende Zusammenlegung hat zur Folge, dass in dem neuen übergreifenden Marktgebiet nur noch ein Gastyp gehandelt wird, während aufgrund der physikalischen Inkompatibilität zwei getrennte Fernleitungsnetze bestehen bleiben. Ein Netzkunde kann jedoch eine beliebige Gassorte in das Marktgebiet einspeisen, um wiederum Abnehmer einer beliebigen gleichen und/oder anderen Sorte zu versorgen.

269. Zur Umsetzung eines solchen qualitätsübergreifenden Handels mit Gas bedurfte es eines Konvertierungsmechanismus, der sicherstellt, dass trotz der übergreifenden Einspeisung jeweils ausreichende Gasmengen im Netz vorhanden sind. Dazu sind entweder technische Konvertierungsmaßnahmen durch Konvertierungszeit oder Mischanlagen oder kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen wie Regelenergie notwendig. Durch die Inanspruchnahme solcher Konvertierungsmaßnahmen fallen jedoch Kosten an, die entweder allgemein oder in Form eines nach Möglichkeit verursachungsgerecht erhobenen Konvertierungsentgeltsystems auf die Netznutzer verteilt werden können. Im Herbst 2010 hatte die Bundesnetzagentur ein Konsultationsverfahren zur Frage qualitätsübergreifender Marktgebiete eingeleitet. Die meisten Unternehmen und Verbände stehen einer qualitätsübergreifenden Zusammenlegung grundsätzlich positiv gegenüber; die Händler lehnten jedoch insbesondere die Einführung eines Konvertierungsentgelts ab, während die marktgebietsverantwortlichen Netzbetreiber eine solche befürworteten.

270. Die Bundesnetzagentur vertrat die Ansicht, dass zumindest in der Startphase eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes die Erhebung eines gesonderten Konvertierungsentgelts erforderlich ist, um die durch die Zusammenlegung bewirkte Marktverschiebung und die damit verbundenen Kosten kontrollieren zu können. Sie hat daraufhin ein Festlegungsverfahren eingeleitet, um einheitliche Rahmenbedingungen für ein Konvertierungsentgeltsystem vorzugeben. Die Marktgebietszusammenlegung im April 2011 hat jedoch dazu geführt, dass die Bundesnetzagentur zunächst eine vorläufige Entscheidung zur erstmaligen Bestimmung des Konvertierungsentgelts für das Marktgebiet NCG getroffen hat.[247]

271. Das Konvertierungsentgeltsystem funktioniert wie folgt: Vor einer Konvertierungsentgeltperiode sind zunächst die Kosten zu untersuchen, die im Rahmen der Konvertierung entstehen. Zur Deckung der Gesamtkosten der Konvertierung soll daraufhin ein zweiteiliges Entgelt erhoben werden, zum einen ein Konvertierungsentgelt und zum anderen eine Konvertierungsumlage.

Dabei entfallen die Konvertierungskosten im Grundsatz vollständig auf das Konvertierungsentgelt, welches nur von solchen Bilanzkreisen zu tragen ist, die sowohl H- als auch L-Gas bilanzieren. Das Konvertierungsentgelt wird

[246] Vgl. Tz. 186.

[247] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 24. Februar 2011, BK7-11-002.

vor Beginn seines Geltungszeitraums in Cent pro transportierter Kilowattstunde Gas festgesetzt. Allerdings gelten für das Konvertierungsentgelt zwei Obergrenzen, die das festgelegte Entgelt fallweise reduzieren können. Zum einen darf das Konvertierungsentgelt nicht höher liegen als die absoluten Differenzen zwischen den Preisen für positive und negative Ausgleichsenergie, um zu verhindern, dass sich Marktbeteiligte dadurch Vorteile verschaffen können, dass sie das Konvertierungsentgelt durch gezielte Bilanzungleichgewichte umgehen. Zum anderen betrifft eine zweite Obergrenze die absoluten Differenzen zwischen den Handelspreisen für H-Gas und L-Gas, um zu verhindern, dass der qualitätsübergreifende Handel durch ein zu hohes Konvertierungsentgelt nicht mehr stattfindet.

Durch die Obergrenzen entstehen jeweils Residualkosten, die einschließlich Verzinsung in der folgenden Periode durch eine Konvertierungsumlage auf die Netznutzer verteilt werden. Die Konvertierungsumlage wird in Cent pro Kilowattstunde auf alle täglich in einen Bilanzkreis physisch eingespeisten Gasmengen erhoben. Die Umlage ist prinzipiell von allen Netznutzern zu tragen[248], sodass eine strategische Vermeidung der Umlage nicht möglich ist.

272. Für die Entwicklung funktionsfähiger Gasmärkte und wirksamen Wettbewerbs war die konsequente Zusammenlegung von Marktgebieten in der Vergangenheit unbedingt geboten. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Monopolkommission die Fortschritte, die hier inzwischen erzielt wurden. Mit zunehmender Integration der deutschen Gasmärkte wächst jedoch das Erfordernis, Kosten und Nutzen der weiteren Zusammenlegung hinreichend zu evaluieren.

273. Die im Falle der Zusammenlegung von Marktgebieten entstehenden Kosten resultieren vor allem aus der Absicherung der Transportkapazität.[249] Sollen die frei zuordenbaren Kapazitäten für Einspeisungen eines vergrößerten Marktgebietes gegenüber den Teilmarktgebieten zumindest beibehalten werden, dann erfordert dies in vielen Fällen einen Ausbau der Netze oder einen Einfluss der Netzbetreiber auf die Lastflüsse (Lastflusszusagen). Im Rahmen einer qualitätsübergreifenden Zusammenlegung der Marktgebiete entstehen zudem Konvertierungskosten. Die Gesamtkosten der Integration der Marktgebiete sind gegen den Nutzen einer höheren Liquidität und die in der Folge innerhalb eines integrierten Marktes verbesserten Wettbewerbsbedingungen abzuwägen. Die bisher noch geringe Liquidität in den kleineren deutschen Marktgebieten hat kaum wirksame Wettbewerbsprozesse zugelassen, sodass nach Auffassung der Monopolkommission die zwischenzeitlich erfolgte Integration der Märkte stets angezeigt war und positive Nettoeffizienzwirkungen anzunehmen sind. Diese Ansicht vertritt auch eine Vielzahl der Marktakteure.

274. In Zukunft wächst jedoch die Bedeutung einer Evaluation von Kosten und Nutzen einer weiteren Zusammenlegung von Marktgebieten. Es ist daher begrüßenswert, dass die neue Gasnetzzugangsverordnung einen Untersuchungsbericht vorsieht, durch den Möglichkeiten zur weiteren Zusammenlegung von den Netzbetreibern untersucht und bewertet werden. Nach Auffassung der Monopolkommission sollte die Bundesnetzagentur ihrerseits jedoch ebenfalls eine Untersuchung durchführen, durch die die Kosten einer weiteren Marktgebietsintegration gegen den diesen Kosten gegenüberstehenden Nutzen abgewogen werden. In diesem Zusammenhang sind vor allem die weitere Entwicklung der Liquidität in den nunmehr drei Marktgebieten und die Entwicklung der Konvertierungskosten im NCG-Marktgebiet zu beobachten. Nur für den Fall, dass sich bereits eine für einen wirksamen Wettbewerb ausreichende Liquidität in den verbleibenden Marktgebieten einstellt, sollte für eine Preiskonvergenz alternativ die Integration durch ein erweitertes Engpassmanagement, etwa in Form eines Market-Coupling-Mechanismus für Day-ahead-Kapazitäten, geprüft werden. Hierzu könnten beispielsweise auch die zu diesem Zeitpunkt vermutlich vorliegenden Erfahrungen mit dem in Abschnitt 4.1.3.3 vorgestellten Coupling-Projekt in Frankreich einfließen.

4.1.3.2 Neuregelung des Kapazitätsmanagements in Deutschland

275. In Deutschland besteht ein erhebliches Hindernis für den Wettbewerb auf den deutschen Gasmärkten in dem schwierigen Zugang zu Kapazitätsrechten, insbesondere an Ein- und Ausspeisepunkten für marktgebiets- und grenzüberschreitende Gastransporte. Ursache ist, dass erhebliche Anteile der technischen Kapazitäten wichtiger Ein- und Ausspeisepunkte in der Vergangenheit langfristig an einzelne Marktakteure vergeben waren.[250] Die dabei theoretisch zur Verfügung stehende Kapazität wurde jedoch – obwohl bereits langfristig ausgebucht – faktisch nur zu einem Teil genutzt, sodass hier häufig nicht zwingend physische, sondern in jedem Fall auch vertragliche Engpässe in Form von Überbuchung vorlagen.[251] Zudem mussten Netznutzer eine Vielzahl von Buchungspunkten im Auge behalten, um freie Kapazitäten in ausreichenden Mengen rechtzeitig zu lokalisieren. Dies behinderte den Transport von Erdgas in und zwischen den deutschen Marktgebieten, da die begrenzten Kapazitäten die wettbewerbliche Aktivität von Händlern und Lieferanten einschränkten.

276. Wichtige Schritte im Hinblick auf eine verbesserte Kopplung der deutschen Marktgebiete sind zuletzt durch

[248] Lediglich virtuelle Einspeisungen in einen Bilanzkreis aufgrund von Handelsgeschäften sind von der Konvertierungsumlage ausgenommen.

[249] Durch die Zusammenlegung zweier Marktgebiete erfordert der Transport zwischen einem Einspeisepunkt in dem einen und einem Ausspeisepunkt in dem anderen zuvor getrennten Marktgebiet nur noch zwei Buchungen (Zweivertragsmodell). Aufgrund des Angebots frei zuordenbarer Kapazitäten müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass eine Nominierung die einen Transport über größere Distanzen impliziert, jederzeit möglich ist. Ein größeres Marktgebiet kann in diesem Zusammenhang dazu führen, dass das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten an den Einspeisepunkten sinkt, da nicht mehr jeder Transport garantiert werden kann.

[250] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungsnetzen, a. a. O., S. 23.

[251] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 24. Februar 2011, BK7-10-001, S. 4.

die neue Gasnetzzugangsverordnung und die Festlegung der Bundesnetzagentur in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor verwirklicht worden. Aus ihnen ergeben sich folgende wichtige Neuerungen für den Kapazitätshandel im Gassektor:

– Im Rahmen von § 11 Absatz 1 GasNZV wurden die Anfangs- und Laufzeiten der von Fernleitungsnetzbetreibern anzubietenden Kapazitätstypen standardisiert, um überlappenden Nutzungsrechten vorzubeugen und die Zusammenlegung von Ein-und Ausspeiseprodukten zu ermöglichen. Feste als auch unterbrechbare Kapazitäten sind danach mindestens auf Jahres-, Monats-, Quartals- und Tagesbasis anzubieten. Feste Starttermine für die Jahres-, Quartals und Monatsprodukte wurden zudem von der Bundesnetzagentur festgelegt.

– Durch die Zonung und Bündelung von Ein- und Ausspeisepunkten soll die Transparenz über freie Kapazitäten erheblich verbessert und der Transaktionsaufwand für deren Buchung verringert werden. Die in § 11 Absatz 2 GasNZV geregelte Zonung entspricht dabei einer Zusammenfassung mehrerer Ein- bzw. Ausspeisepunkte eines Fernleitungsnetzbetreibers. In ihrer Festlegung zum Kapazitätsmanagement hat die Bundesnetzagentur zudem die Zusammenfassung von Ein- und Ausspeisepunkten an verschiedenen Netzübergangspunkten verfügt, die als Bündelung bezeichnet wird. Ein Netzkunde, der beispielsweise Gas von einem Marktgebiet in ein anderes übertragen möchte, muss danach nicht mehr jeweils explizite Ein- und Ausspeisekapazitäten an verschiedenen Kopplungspunkten buchen, sondern lediglich eine einheitliche gebündelte Kapazität bei den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern (vgl. Abbildung 4.4).

– Gemäß § 14 GasNZV wurde die langfristige Vergabe der Kapazitätsrechte eingeschränkt. Nur 65 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Einspeisepunktes dürfen mit Vertragslaufzeiten von mehr als vier Jahren vergeben werden. 20 Prozent sind für Kapazitätsprodukte mit Laufzeiten von bis zu zwei Jahren nominiert. Durch diese Maßnahme soll einer langfristigen Ausbuchung der Einspeisepunkte durch Produkte mit langfristigen Laufzeiten vorgebeugt werden.

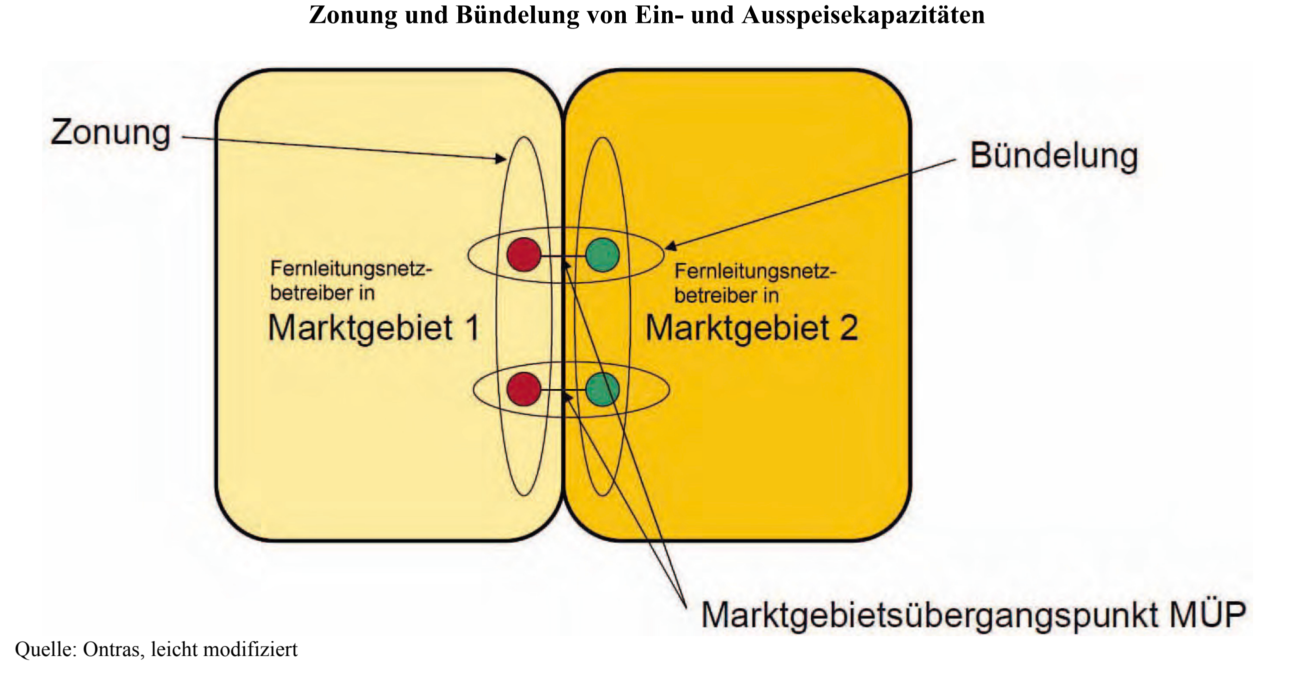
– Kapazitäten, die die Fernleitungsnetzbetreiber vergeben, werden Primärkapazitäten genannt. Diese sollen im Rahmen einer einheitlichen transparenten Plattform (Primärkapazitätsplattform) im Rahmen von Auktionsverfahren vergeben werden (§ 12 Absatz 1 GasNZV). Diese Plattform ist bis spätestens zum 1. August 2011 einzurichten und betrifft Kapazitäten sämtlicher Laufzeiten, für die jedoch entsprechend der Festlegung der Bundesnetzagentur unterschiedliche Auktionierungsverfahren vorgesehen sind.

– Das Recht zur Renominierung von Kapazitäten im Rahmen der Bilanzierung wurde mengenmäßig eingeschränkt. Die initiale Nominierung bis 14 Uhr am Vortag des Transports erhält somit ein größeres Gewicht.

– Bis zum Zeitpunkt der Nominierung ungenutzte Kapazitäten müssen entweder auf einer dafür einzurichtenden einheitlichen Sekundärhandelsplattform weiterverkauft oder als überschüssige Kapazitäten zurückgegeben werden (§ 16 Absatz 1 GasNZV). Day-ahead-Kapazitäten werden auf der Sekundärhandelsplattform täglich bis 11 Uhr gehandelt. Werden Kapazitäten hingegen nicht nominiert, so ist der Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, diese ebenfalls als überschüssige Primär-

Abbildung 4.4

Zonung und Bündelung von Ein- und Ausspeisekapazitäten



Quelle: Ontras, leicht modifiziert

kapazitäten erneut anzubieten. Der Handel überschüssiger Primärkapazität findet dazu täglich zwischen 14 und 18 Uhr statt.

277. Mit den durchgeführten Neuregelungen sollen Kapazitätsprodukte in Zukunft standardisierter, transparenter und unter verbesserter Ausnutzung der technisch vorhandenen Kapazitäten gehandelt werden. Der Fokus soll zukünftig auf der zentralen Nominierung am Vortag liegen, für die ausreichend Primärkapazitäten im Day-ahead-Handel verfügbar gemacht werden sollen. Bisher buchten Gashändler, Lieferanten und weitere Netznutzer langfristige Kapazitäten in einem erheblichen Umfang, um mit diesen Mengen auch ihre Lastspitzen jederzeit abdecken zu können. Tatsächlich werden diese Lastspitzen jedoch nicht von allen Netznutzern zu einem bestimmten Zeitpunkt gleichzeitig erreicht, sodass stets Überkapazitäten vorgehalten worden sind. Diese werden dem Markt zur physischen Nutzung entzogen. Sie konnten auch deshalb nicht ohne Weiteres freigegeben werden, da die Netznutzer die Mengen in ihren Bilanzkreisen bisher im Rahmen der Nominierung am Vortag nicht oder nur grob anmeldeten, weil unbegrenzt Renominierungen bis zwei Stunden vor dem Einspeisezeitpunkt möglich waren. Die tatsächlichen Lastflüsse waren daher zum Zeitpunkt der Nominierung unbekannt. Die neuen Vorgaben beschränken unter anderem die langfristige Vergabe von Kapazität, ermöglichen die Entziehung ungenutzter Kapazitäten und reduzieren die Möglichkeiten zur Renominierung. Dadurch soll insbesondere erreicht werden, dass Gashändler nur für die saisonalen Grundlastmengen langfristige Jahres- oder Quartalskapazitätsrechte einkaufen und sich darüber hinaus im Day-ahead-Handel versorgen. Für den Day-ahead-Handel sollen die Primär- und Sekundärhandelsplattformen eine effiziente Allokation ermöglichen.

278. Die Monopolkommission begrüßt das Ziel der Schaffung liquider Day-ahead-Kapazitätsmärkte. Es steht zu erwarten, dass die vorgenommenen Anpassungen geeignet sind, für eine bessere Auslastung der Kapazitäten an den Einspeisepunkten zu sorgen und die für den Wettbewerb unerlässliche Flexibilität etablierter und neuer Anbieter zur Ausweitung oder Senkung des eigenen Volumens zu erhöhen. Es bleibt jedoch abzuwarten, ob die auf den Weg gebrachten Veränderungen im Kapazitätsmanagement ihre erwarteten Wirkungen auch tatsächlich entfalten können oder ob weitere grundsätzliche Modifikationen nötig sind.

279. Einzelne Marktakteure kritisieren die im Zuge der Neuregelungen vorgeschriebene Zonung und Bündelung von Kapazitätsprodukten, da diese zu einem Verlust eines Handelsortes führe. Die Bündelung von Ein- und Ausspeisekapazitäten auf beiden Seiten der jeweiligen Fernleitungsnetze habe zur Folge, dass die Übergabe von Gasmengen am sog. Flansch nicht mehr möglich sei. Der Flansch stellt den Übergangspunkt zwischen zwei Fernleitungsnetzen unterschiedlicher Marktgebiete bzw. zwischen in- und ausländischen Netzen dar. Bisher waren für die Übergabe von Gas am Flansch sowohl Ein- als auch Ausspeisekapazitäten nötig. Der Flansch konnte auf diese Weise als Handelsort benutzt werden, an dem auch der Eigentumsübergang von Gasmengen stattfand. Dazu hielt der Verkäufer die entsprechenden Ausspeisekapazitäten, der Käufer übernahm das Gas und musste dazu seinerseits über die entsprechenden Einspeisekapazitäten in das Zielnetz verfügen. Der Eigentumsübergang am Flansch stellt heute insbesondere bei großen Importverträgen die Regel dar. Der Wegfall getrennter Ein- und Ausspeisebuchungen hat für solche Verträge nun zur Folge, dass der Übergabepunkt für das Gas in Fernleitungsnetze bzw. Marktgebiete oder ausländische Preiszonen verlagert wird. Neuer Übergabeort in den deutschen Marktgebieten sind damit die virtuellen Handelspunkte.

280. Der Wegfall des Flanschhandels und die Verlagerung an die virtuellen Handelspunkte erfordern nach Auffassung der Monopolkommission eine differenzierte Beurteilung. So ist die Neuregelung einerseits geeignet, ein aktives Wettbewerbsgeschehen im Inland zu fördern. Denn erstens wird auf diese Weise die Liquidität an den Handelspunkten der einzelnen Marktgebiete gestärkt. Zweitens entfallen die Möglichkeiten zur Marktabschottung oder Gebietsaufteilung. So konnten überregionale Ferngasgesellschaften bisher erhebliche Einspeisekapazitäten an internationalen Netzkoppelpunkten buchen und somit verhindern, dass ein ausländischer Lieferant mit seinem Gas in deutsche Marktgebiete vordringen konnte. Diese Möglichkeiten zur Abschottung oder Gebietsaufteilung einzelner Netze, Preiszonen und Endkundenmärkte werden durch die sukzessive Bündelung von Ein- und Ausspeisekapazitäten entzogen.

Gegen eine Verbesserung des Wettbewerbsgeschehens im Inland durch die Auflösung des Flanschhandels spricht andererseits, dass durch den Wegfall des Flanschhandels und der dadurch möglichen Marktaufteilung auch eine Schwächung der Nachfragemacht inländischer Ferngasimporteure erfolgt, die auch preissteigernd auf das Gaspreisniveau wirken könnte. Diese Gefahr besteht vor allem dann, wenn eine erhebliche Angebotsmacht aufseiten der ausländischen Exporteure angenommen wird, die durch den Wegfall einer ähnlich gewichtigen Gegenmacht nicht weiter diszipliniert werden kann.

281. Langfristig ist es nach Auffassung der Monopolkommission nicht sinnvoll, den Wettbewerb auf den eigenen Märkten durch Marktzutrittsschranken zu begrenzen, um auf diese Weise dem mangelnden Wettbewerb aufseiten der exportierenden Staaten zu begegnen. Die Monopolkommission begrüßt deshalb die Bündelung von Kapazitäten und den damit verbundenen Wegfall des Flanschhandels. Neben den bestehenden Bemühungen, den Wettbewerb im Inland auszuweiten, sollte jedoch auch das verfügbare Angebot an Erdgas zunehmend diversifiziert werden, um parallel zum Abbau inländischer Marktzutrittsschranken auch die Marktmacht aufseiten der Exportnationen weiter zu reduzieren. Anzeichen für eine solche Entwicklung haben sich in der jüngeren Vergangenheit durch die gesteigerten LNG-Importe, den geplanten Ausbau des Fernleitungsnetzes und die damit verbundene Erschließung weiterer Förderregionen bereits gezeigt.[252]

282. Die Festlegung der Bundesnetzagentur zum Kapazitätsmanagement betrifft allerdings nicht bestehende Verträge, sondern ist erst für Kapazitätsbuchungen verpflichtend, die seit dem 1. August 2011 vorgenommen wurden. Auslaufende Buchungen von Ein- und Ausspeisekapazitäten werden danach sukzessive in Bündelprodukte umgewandelt. Alte Kapazitätsbuchungen sind dadurch nicht von der Neuregelung betroffen, sodass eine bei Altverträgen möglicherweise erfolgte Abschottung zunächst bestehen bleiben könnte. Die Monopolkommission weist darauf hin, dass in Bezug auf eine in der Vergangenheit erfolgte Buchung erheblicher Einspeisemengen möglicherweise kartellrechtlicher Eingriffsbedarf verbleibt. Das Bundeskartellamt sollte daher prüfen, ob insoweit kartellrechtlich relevante Verhaltensweisen vorliegen.

283. Die Monopolkommission stellt fest, dass die Neuregelungen zum Kapazitätsmanagement geeignet erscheinen, den Zugang und effizienten Einsatz von Kapazitätsnutzungsrechten in Deutschland erheblich zu verbessern und begrüßt die Umsetzung durch die Bundesnetzagentur. Ob sich jedoch de facto vollständig effiziente Bedingungen einstellen, hängt davon ab, ob die bestehenden Kapazitäten durch das neue Kapazitätsmanagement tatsächlich besser ausgelastet werden und ob es gelingt, einen funktionsfähigen liquiden Markt für Day-ahead-Kapazitäten zu schaffen.

4.1.3.3 Zielmodell zur Verknüpfung der europäischen Gasmärkte (Gas Target Model)

284. Während die deutschen Marktgebiete durch die jüngste Marktgebietsvergrößerung, die Einführung expliziter Auktionsverfahren, die bessere Allokation der verfügbaren Kapazitäten und die Vereinheitlichungen bei den Kapazitätsrechten nun verbesserte Bedingungen für den Handel und den Transport von Erdgas bieten, liegen in der Zukunft erhebliche Herausforderungen vor allem darin, auf den europäischen Gasmärkten integrierte Markt- und Handelsbedingungen herzustellen. Zu diesem Zweck sollen zum einen funktionsfähige liquide Handelszonen in Europa geschaffen werden, die zum anderen durch effiziente Verfahren der Engpassbewirtschaftung miteinander verknüpft werden müssen. Vergleichbare Bemühungen sind im Stromsektor bereits weitgehend fortgeschritten, während im Gassektor in Europa noch eine erhebliche Heterogenität in den Marktzugangs- und Wettbewerbsbedingungen vorherrscht.

285. Die Homogenisierung der europäischen Gasmärkte erfordert daher die Anpassung grundsätzlicher Regulierungsbedingungen und die Einigung auf ein entsprechendes Zielmodell (Target Model). In einzelnen Aspekten wurden mit dem dritten europäischen Richtlinienpaket zum Energiemarkt bereits grundlegende Anpassungen hin zur Vereinheitlichung dieser Bedingungen angegangen. Tatsächlich gibt das dritte Richtlinienpaket jedoch keine Antworten auf spezifische Fragen der Homogenisierung von Zugangsbedingungen und der Form der Engpassbewirtschaftung. Um eine möglichst konsistente Umsetzung der europäischen Vorgaben zu ermöglichen, haben unterschiedliche Stakeholder (Regulierer, EU-Kommission und Verbände) bereits Empfehlungen für eine einheitliche Umsetzung erarbeitet. Von den Beratungsgruppen der europäischen Energieregulierer, ERGEG und CEER,[253] sind zu diesem Zweck verschiedene Überlegungen angestellt und Empfehlungen entwickelt worden. Dabei werden insbesondere einheitliche Methoden zur Kapazitätsallokation (Capacity allocation mechanisms, CAM) und zum Engpassmanagementverfahren (Congestion management procedures, CMP) diskutiert. Verschiedene Stakeholder der europäischen Gaswirtschaft haben zudem in Kooperation mit der Florence School of Regulation ein konkretes Zielmodell für die europäischen Gasmärkte entwickelt, dessen Entwurf in diesem Jahr vorgestellt wurde.[254] Dieses Zielmodell trägt den Titel „Market Enabling, Connecting and Securing“ (MECO-S).

286. Für die Entwicklung von MECO-S wurden verschiedene Prämissen über die Fortentwicklung der europäischen Gasmärkte zugrunde gelegt. Konstitutiv ist dabei die Annahme, dass die Zusammenlegung der europäischen Gasmärkte zu einer Art europaweitem einheitlichem Marktgebiet vorerst nicht sinnvoll einzurichten ist. Ein europaweites Marktgebiet würde zwar die einfache Logik des Zweivertragsmodells im Gassektor auf ganz Europa übertragen, sodass jede Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten innerhalb des europäischen Raumes ohne Engpass ermöglicht würde. Anzunehmen ist jedoch, dass dafür ein ganz erheblicher finanzieller Aufwand notwendig würde, um physische Engpässe durch zusätzlichen Netzausbau abzubauen und die entstehenden Lastflüsse zu koordinieren. Dieser erhebliche Aufwand rentiert sich nach Einschätzung der beteiligten Akteure zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht.

Im MECO-S Modell wird daher angenommen, dass es verschiedene Marktgebiete bzw. Handelszonen[255] in Europa geben muss, die einheitliche Preisgebiete darstellen und zwischen denen Engpässe bestehen, die bewirtschaftet werden müssen. Für die Abgrenzung von Marktgebie-

[252] Vgl. Abschnitt 5.2.

[253] Der Rat der europäischen Regulierungsbehörden im Energiebereich (Council of European Energy Regulators, CEER) ist eine Organisation, in der Europas nationale Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas zusammenarbeiten, um die Schaffung eines europaweiten Binnenmarktes für Gas und Strom zu erleichtern. CEER dient als vorbereitendes Gremium für die Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Gas (European Regulators' Group for Electricity and Gas, ERGEG). ERGEG dient der Europäischen Kommission als formelle Beratergruppe, bestehend aus den Leitern der Energie-Regulierungsbehörden der 27 nationalen Mitgliedsstaaten. ERGEG wurde von der Europäischen Kommission im November 2003 gegründet, um die Kommission bei der Schaffung eines einheitlichen EU-Marktes für Elektrizität und Gas zu unterstützen.

[254] Vgl. The MECO-S Model a proposed Target Model for the European Natural Gas Market, Preliminary Outline April 2011; Glachant, J.-M., A Vision for the EU Target Model: The Meco-S Model, EUI Working Paper, RSCAS 2011/38, June 2011.

[255] Marktgebiete im Sinne des MECO-S Modells stellen danach analog zu den deutschen Marktgebieten Zonen mit frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisepunkten dar, während Handelszonen auf die Vereinheitlichung allein des Großhandelsmarktes zielen.

ten bzw. Handelszonen sieht MECO-S verschiedene Kriterien vor, durch die insbesondere Ländern mit einem geringeren Gasverbrauch der Zusammenschluss ihrer Netze empfohlen wird. Auf diese Weise sollen die Marktgebiete bzw. Handelszonen groß genug werden, um jeweils funktionsfähigen Großhandel mit Erdgas anbieten zu können.

287. Zur Bewirtschaftung der Engpässe zwischen den funktionsfähigen Märkten sieht MECO-S explizite und implizite Auktionen vor. Dabei wird grundsätzlich in einem ersten Schritt sowohl für kurz- und mittel- als auch für langfristige Gaslieferkontrakte das Angebot entsprechender standardisierter Kapazitätsprodukte empfohlen, die im Zuge expliziter Auktionsverfahren vergeben werden. MECO-S sieht vor, die hierzu notwendigen Kapazitätsprodukte zu vereinheitlichen (Laufzeiten, Bündelung) und nennt als weitere Voraussetzung die Harmonisierung von Marktbedingungen, etwa den Zeiten eines Gastages, den Bilanzierungssystemen und dem Umgang mit unterschiedlichen Gasqualitäten.

In einem zweiten Schritt sollen zwischen liquiden Handelsmärkten mittelfristig implizite Auktionsverfahren dafür sorgen, dass die Day-ahead-Kapazitäten so genutzt werden, dass eine weitestgehende Preiskohärenz der europäischen Handelsräume hergestellt wird. Implizite Auktionsverfahren sollen dabei auf die Day-ahead-Märkte begrenzt bleiben, da die Anwendung auf Terminmärkte insbesondere aufgrund des hier vorherrschenden OTC-Handels nur schwer zu erreichen sei.

288. Vor allem die Anwendung impliziter Auktionsverfahren bzw. Market-Coupling-Lösungen im Gasmarkt ist jedoch umstritten. Verschiedene Akteure argumentieren, dass die im Stromsektor etablierten Modelle nicht ohne Weiteres auf den Gassektor übertragen werden könnten, da in Letzterem beispielsweise Langzeitkontrakte vorherrschen und andere Transportwege zwischen Produktion und Endkunden überwunden werden müssten. Zumindest seien zunächst Machbarkeitsstudien und Pilotprojekte erforderlich.[256]

289. In diesem Zusammenhang sei auf ein innovatives Pilotprojekt in Frankreich hingewiesen. Dort bestehen heute drei Marktgebiete, von denen die beiden größten, die sich über den Norden und Süden des Landes erstrecken, dem Fernleitungsnetzbetreiber GRTGaz zuzuordnen sind. Die Handelspunkte in den GRTGaz-Marktgebieten, PEG Sud und PEG Nord, sollen zukünftig zusammengelegt werden. Bis der Netzausbau entsprechend fortgeschritten ist, hat man sich dafür entschieden, einen erheblichen Teil der Engpasskapazität über einen impliziten Auktionsmechanismus zu bewirtschaften. Dabei handelt es sich um eine besondere Form des Market Coupling, das in Kooperation mit der Gasbörse Powernext durchgeführt wird.

Kern des impliziten Auktionsmechanismus ist die Einführung eines neuen Spread-Produktes (Swap). Das Produkt bildet einen Preis ab, den Marktteilnehmer bereit sind, für die Umschichtung ihres Gasbestands von dem einen in den anderen Markt zu zahlen (Spread-Kaufangebote) bzw. für die umgekehrte Umschichtung zu erhalten (Spread-Verkaufsangebote).[257] Angebote für das Spread-Produkt ergeben sich einerseits automatisch aus Preisdifferenzen eines Händlers, der jeweils in dem einen Marktgebiet als Anbieter und in dem anderen als Nachfrager auftritt oder aus neuen Umschichtungsangeboten, die aus dem Markt heraus abgegeben werden können (etwa der Preis für die Umschichtung zwischen zwei Speichern in beiden Gebieten). Für Letztere generiert die Börse automatisch entsprechende Kauf- und Verkaufsangebote in beiden Marktgebieten, sodass sich die Liquidität an den Börsen erhöht. Die Börse bereinigt zunächst Kauf- und Verkaufsangebote für das Spread-Produkt auf beiden Seiten, während verbleibende Angebote bis zum Maximum der Engpasskapazität durch die GRTGaz bedient werden.

290. Der Vorteil dieser Vorgehensweise wird darin gesehen, dass die impliziten Auktionen so in den kontinuierlichen Handel integriert werden können. Zudem könnte sich durch den Mechanismus möglicherweise sogar eine Steigerung der Liquidität in beiden Handelszonen ergeben, da Marktteilnehmer mit Umschichtungsmöglichkeiten diese Umschichtung auf einfache Weise im Markt anbieten können und daraus an beiden Handelspunkten Orders entwickelt werden. Das Pilotprojekt ist zunächst auf eine Erprobungsphase begrenzt, die sich über den Zeitraum zwischen dem 1. Juli 2011 und dem 31. März 2012 erstreckt.[258] Danach sollten erste Erfahrungen vorliegen.

291. Die Monopolkommission setzt sich dafür ein, dass die europäischen Märkte zunehmend integriert werden, und sieht darin eine der wichtigsten Herausforderungen für die Gasmärkte in den kommenden Jahren. Die zweistufigen Empfehlungen des MECO-S-Modells, zunächst einzelne europäische Märkte zur Steigerung der Liquidität zusammenzulegen und standardisierte Kapazitäten im Rahmen expliziter Auktionsverfahren zu bewirtschaften, entsprechen im Grundsatz den Empfehlungen, die die Monopolkommission in ihren bisherigen Gutachten zum deutschen Energiemarkt ausgesprochen hat. So hat sie im Hinblick auf die Vielzahl deutscher Marktgebiete stets für deren Zusammenlegung, die dadurch zu erzielende Steigerung der Liquidität und die Etablierung effizienter Verfahren zur Kapazitätsnutzung plädiert. In der Zusammenlegung kleiner europäischer Marktgebiete und der Harmonisierung effizienter Regulierungsbedingungen liegt daher der nächste wesentliche Schritt im Gassektor, der eine Schaffung integrierter europäischer Energiemärkte zum Ziel hat.

---

[256] Vgl. CEER Vision Paper for a conceptual model for the European gas market, Call for Evidence Evaluation of comments, Ref: C11-GWG-74-03, 2 March 2011, S. 12.

[257] Die Gebote bilden daher nur eine Flussrichtung ab. Es kann aber auch die andere Flussrichtung bedient werden, indem sich die Preise ins Negative kehren.

[258] Vgl. GRTgaz, Proposal for a market coupling project between GRTgaz North and South Zones, 21. März 2011.

292. Im Hinblick auf die Frage nach einem effizienten System zur Bewirtschaftung der Engpässe zwischen den Marktgebieten hat die Monopolkommission in früheren Gutachten zudem die Auffassung vertreten, dass für die Anwendung impliziter Auktionen im Gasmarkt zunächst liquide Handelsmärkte vorauszusetzen sind.[259] Werden implizite Auktionen auf Märkten mit geringer Liquidität durchgeführt, so kann der Aufkauf der Spotmarktmengen in einem Niedrigpreisgebiet dafür sorgen, dass die Liquidität des Spotmarktes durch diesen Aufkauf weiter reduziert wird. Auf diese Weise werden die Voraussetzungen für Wettbewerber auf nachgelagerten Märkten verschlechtert. Allerdings bleiben in diesem Zusammenhang die Erfahrungen mit neuen Umsetzungsmöglichkeiten impliziter Auktionen abzuwarten, wie sie in dem zuvor dargestellten Pilotprojekt in Frankreich gewonnen werden.

293. Unter der Voraussetzung, dass auf beiden Seiten des Engpasses liquide Spotmärkte gegeben sind, befürwortet die Monopolkommission implizite Auktionen als besonders effiziente Methode der Engpassbewirtschaftung auch im Gasmarkt. Vor allem das bei der Schaffung funktionsfähiger Märkte besonders ins Ziel genommene Segment der Day-ahead-Spotmärkte könnte sich zukünftig für die Anwendung impliziter Auktionen eignen. Ob langfristig auch Terminmärkte auf dem Wege impliziter Auktionen gekoppelt werden können, kann gegenwärtig offen bleiben.

4.1.4 Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte im Stromsektor

4.1.4.1 Netzregelverbund der Übertragungsnetzbetreiber

294. Die wohl wichtigste Entwicklung im Bereich der Regelenergie ist die Umsetzung des Netzregelverbundes für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die seit Ende 2008 nach und nach implementierten vier Module des Netzregelverbundes, bei der die Regelzonen ihre bisherigen Regelhoheit behalten, umfassen folgende Punkte: (a) Vermeidung des Gegeneinanderregelns mittels Saldierung gegenläufiger Regelarbeit; (b) Regelzonen übergreifende Nutzung der Sekundärregelenergie; hierbei wurde auch ein einheitlicher Preis für Ausgleichsenergie eingeführt. Damit werden Abweichungen der Bilanzkreise in den beteiligten Regelzonen saldiert; die Notwendigkeit der Abgabe von regelzonenscharfen Fahrplänen bleibt allerdings weiterhin bestehen; (c) Schaffung eines einheitlichen Marktgebietes für Sekundärregelenergie, sodass alle Anbieter nur noch eine IT-technische Anbindung zum Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber benötigen; eine Präqualifikation bei einem Übertragungsnetzbetreiber ist in allen teilnehmenden Regelzonen gültig; ein Gebot wird automatisch in allen teilnehmenden Regelzonen berücksichtigt (Prozessvereinfachung); (d) Regelenergieeinsatz über alle Regelzonen hinweg (gemeinsame deutschlandweite Merit Order), sodass über alle beteiligten Regelzonen immer das Regelenergieangebot mit dem jeweils günstigsten Arbeitspreis aktiviert wird.

295. Damit beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber erstmalig auch die Sekundärregelung nicht wie bisher getrennt nach Regelzonen, sondern gesamthaft für ganz Deutschland. Die Leistungsbilanzdefizite der einzelnen Regelzonen werden saldiert, sodass nur noch der verbleibende Gesamtsaldo mittels Regelenergie auszugleichen ist. Weiter wurde allen vier Regelzonenbetreibern aufgegeben, ab dem 30. September 2010 für den Einsatz von Minutenreserve eine deutschlandweit einheitliche Abrufliste einzurichten und Minutenreserve nur entsprechend der in dieser Abrufliste jeweils aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber kostengünstigsten Arbeitsweise einzusetzen. Dies hat aus Handelssicht den Abrufvorgang der Minutenreserve vereinfacht, da nur noch ein Übertragungsnetzbetreiber die Minutenreserve abruft. Dadurch kann der Abruf der Minutenreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber gleichzeitig und oft in voller Höhe erfolgen.

296. Bereits seit Ende 2007 gab es erste Überlegungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Vermeidung eines Gegeneinanderregelns. Im März 2008 hatten bne und Lichtblick bei der Bundesnetzagentur ein Missbrauchsverfahren gegen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW aufgrund des „Gegeneinanderregelns“ beantragt. Gegeneinanderregeln beschreibt den Sachverhalt, dass der Leistungsüberschuss in einer Regelzone nicht durch ein Leistungsdefizit einer anderen Regelzone ausgeglichen wird, sondern stattdessen unabhängig voneinander regelzonenscharf ausgeregelt wird. Sog. Mischungsvorteile unterbleiben und es wird tendenziell im Falle einer kleinteiligeren Verbundstruktur mehr Regelenergie gegenüber einem gemeinsamen Netzregelverbund nachgefragt. Eine Koordination von vier Übertragungsnetzbetreibern bedingt überdies Größen- und Verbundvorteile, beispielsweise hinsichtlich der Bildung und Abrechnung von Bilanzkreisen. Ein halbes Jahr später hatten E.ON Netz, TNG und VE-T einen dezentralen Netzregelverbund vorgeschlagen und eine sofortige Umsetzung angekündigt. Im Oktober 2009 hatte die Bundesnetzagentur Amprion aufgefordert, sich dem Netzregelverbund anzuschließen. Ausgangspunkt war ein von der Bundesnetzagentur in Auftrag gegebenes Gutachten, nach dem zunächst ein Netzregelverbund für alle vier Übertragungsnetzbetreiber eingeführt werden sollte, um so Erfahrungen sammeln zu können. Am 1. Dezember 2009 stimmte Amprion dem Beitritt zum Netzregelverbund zu; am 16. März 2010 ordnete die Bundesnetzagentur die deutschlandweite Einführung bis spätestens zum 31. Mai 2010 an und schloss damit das am 15. Juli 2008 eingeleitete Festlegungsverfahren zum Einsatz von Regelenergie insoweit ab.[260]

297. Insgesamt sind nach Angaben der Bundesnetzagentur die über die Netzentgelte refinanzierten Kosten der Vorhaltung der Regelleistung seit Einführung des Netzregelverbundes deutlich gesunken. Bei den beiden vom Netzregelverbund betroffenen Regelenergiearten Sekun-

[259] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 394.

[260] Vgl. BK6-08-111.

därregelung und Minutenreserve haben sich die Kosten der Leistungsvorhaltung im Jahr 2010 gegenüber dem Vorjahr 2009 um rund 100 Mio. Euro verringert. Da der Netzregelverbund nicht mit Beginn, sondern erst im Verlauf des vergangenen Jahres deutschlandweit eingeführt wurde, kommt das volle Einsparpotenzial in diesem Wert noch nicht in Gänze zum Ausdruck.

298. Die Monopolkommission begrüßt die von der Bundesnetzagentur beschlossene Regelzonenkooperation aller vier Übertragungsnetzbetreiber, wodurch Teilmärkte zu einem einheitlichen Markt für Sekundärregelleistung zusammengeführt werden konnten. Ein Gegeneinanderregeln könnte im besten Falle beinahe vollständig verhindert werden. Die Bundesnetzagentur beziffert die Größenordnung der erwarteten Einsparpotenziale durch den gegenüber der getrennten Ausregelung vermiedenen Einsatz von Regelenergie auf über 100 Mio. Euro jährlich.

299. Es ergaben sich auch Einsparungen bei der Vorhaltung von Regelleistung, was sich beispielsweise im Rückgang der ausgeschriebenen Sekundärregelung zeigt.[261] Nach Angaben der Bundesnetzagentur sank die positive Regelleistung (Sekundärregelung und Minutenreserve) von knapp 6 000 MW in der Zeit vor dem Netzregelverbund auf nunmehr rund 4 500 MW. Bei der negativen Regelenergie (Sekundärregelung und Minutenreserve) wurden die durch die deutschlandweite Dimensionierung der Regelleistung gehobenen Einsparpotenziale durch die mit der vollständigen börslichen Vermarktung der EEG-Strommengen einhergehenden Veränderungen bei der Bilanzkreisbewirtschaftung der EEG-Strommengen nahezu vollständig kompensiert. Im Saldo haben sich daher bei der negativen Regelleistung nur geringfügige Veränderungen der vorgehaltenen Regelleistung gegenüber der Zeit vor Einführung des Netzregelverbundes ergeben (nach wie vor rund 4 400 MW). Die Bundesnetzagentur hat die Höhe der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgehaltenen Regelleistung nach Einführung des Netzregelverbundes kürzlich durch einen Gutachter bestätigen lassen. Auswertungen des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. zeigen, dass insbesondere bei der Amprion GmbH von April bis Mai 2010 der Bedarf an negativer Sekundärregelleistung von 2 512 MW auf 1 312 MW, also um 1 200 MW, abgenommen hat. Ein ähnlicher Effekt zeigt sich beim Bedarf an positiver Sekundärregelleistung. Hier ist der Bedarf der Amprion GmbH von April bis Juni 2010 von 2 104 MW auf 1 402 MW um 702 MW gesunken. Für die anderen drei Übertragungsnetzbetreiber, die bereits seit 2008 den Netzregelverbund praktizieren, hat sich der Bedarf über die ersten zehn Monate nicht signifikant geändert. Der Bedarf an Primärregelleistung betrug im gesamten Zeitraum 2010 konstant 623 MW.[262]

300. Überdies führt der Netzregelverbund zu einer Zusammenfassung der Teilmärkte für Regelenergie. Es kann angenommen werden, dass dadurch ein verstärkter Wettbewerb zwischen den Anbietern von Regelenergie eintritt. Somit bieten nunmehr bis zu zehn Anbieter Sekundärregelung an – gegenüber teilweise nur zwei oder drei Anbietern in einzelnen Regelzonen in der Zeit davor. Bei einigen Sekundärregelleistungsprodukten lässt sich nach Angabe der Bundesnetzagentur feststellen, dass bestehende Preissenkungstendenzen durch Einführung des Netzregelverbundes im Mai 2010 leicht verstärkt worden sind bzw. Preissteigerungsentwicklungen gebremst werden konnten. Wenngleich es zu früh für ein abschließendes Urteil ist, so deutet sich doch zumindest eine Belebung des Wettbewerbs auf den Regelenergiemärkten, insbesondere bei der Sekundärregelung, an. Dafür spricht nach Angaben der Bundesnetzagentur auch, dass eine Reihe von Interessenten den Markteintritt derzeit konkret vorbereitet.

301. Allerdings kann die Monopolkommission nicht ausschließen, dass Gegeneinanderregeln auch Teil einer bewussten Strategie von Übertragungsnetzbetreibern sein kann. So bestehen – obgleich inzwischen zwei Verbundunternehmen (50Hertz Transmission GmbH und TenneT TSO GmbH) ihre Übertragungsnetze verkauft haben[263] – aus ökonomischer Sicht bei der vorherrschenden Struktur der Regelenergiemärkte bei den Verbundunternehmen Anreize für einen Verstoß gegen den eigenen TransmissionCode. Zum einen lassen sich Regelenergiekosten vollständig von den Übertragungsnetzbetreibern wälzen und sind für diese insoweit lediglich ein durchlaufender Posten. Profitabel wird ein Gegeneinanderregeln für Übertragungsnetzbetreiber dann, wenn im Falle eines Regelleistungsabrufs ein mit ihm verbundenes Konzernkraftwerk Berücksichtigung findet. Insoweit werden auch Händler ohne eigene Kraftwerke diskriminiert, da für sie die Arbeitspreise für Regelenergie echte Kosten darstellen, während sie z. B. für Handelstöchter der vertikal integrierten Verbundunternehmen primär den Charakter interner Verrechnungspreise besitzen.[264] Die Monopolkommission meint, dass die Einhaltung des TransmissionCode in diesem Punkt von der Bundesnetzagentur weder in der gebotenen Regelmäßigkeit noch exemplarisch überwacht werden kann.[265] Vor diesem Hintergrund geht der Monopolkommission die Lösung eines Netzregelverbundes nicht weit genug. Sie sieht insoweit den Netzregelverbund lediglich als einen ersten Schritt an, dessen angeordnete Umsetzung seitens der Bundesnetzagentur rasch möglich war. Sie empfiehlt daher die Vereinigung der vier Regelzonen zu einer einzigen bundesweiten Regelzone,[266] da

---

[261] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 202.

[262] Vgl. dazu VCI/VEA/VIK, Stellungnahme zur Vorbereitung des Sondergutachtens der Monopolkommission gemäß § 62 Absatz 1 EnWG – Elektrizität, 3. November 2010, S. 8, http://www.die-energieeffizienten.com/download/tmp_vikde/Stellungnahmen/54-2010.pdf [Abruf: 30. April 2011].

[263] Zusätzlich steht auch der Verkauf von Aprion durch RWE lediglich noch unter dem Vorbehalt der Zustimmung des Aufsichtsrates und der zuständigen Kartellbehörden.

[264] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 342; Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 408.

[265] Vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 417 ff.

[266] Die Monopolkommission hält es für möglich, dass es für den separaten Regelenergiemarkt bundesweit einheitliche Preise für Regelenergieprodukte gibt, während für den regulären Stromhandel differieren-

hierbei unter der Ägide eines unabhängigen Netzbetreibers die ökonomischen Anreize eines übermäßigen Einsatzes von Regelenergie vermieden werden könnten. Die Regeltätigkeit ist insoweit zum eigentlich regulierungsbedürftigen Netzbereich zu zählen.[267] Dabei hat die Bundesnetzagentur selbst nicht ausgeschlossen, dass sich der Netzregelverbund als Vorstufe zu einer weiteren Integration der Netze, wie z. B. einem Zentralregler oder einer einheitlichen Regelzone, herausstellen könne. Falls erforderlich kann sie nun auch nach § 12 Absatz 1 Satz 5 EnWG eine einheitliche Regelzone anordnen. Gemäß Bundesnetzagentur sei auch denkbar, auf gleichberechtigter Basis einen solchen Verbund in Richtung der europäischen Nachbarländer zu erweitern.[268] Bereits jetzt entspricht der Zentralregler weitestgehend der europäischen Praxis und würde insoweit einen einheitlichen Auftritt in Europa erleichtern.[269]

302. Die Bundesnetzagentur hat mit dem Netzregelverbund ein Modell angeordnet, dessen vier Module bereits bei drei der vier Übertragungsnetzbetreiber gängige Praxis waren. Aufgrund der Verpflichtung für die Amprion GmbH, dem Netzregelverbund beizutreten, können sich die Vorzüge eines Netzregelverbundes nun auch bundesweit auswirken. Insoweit betont die Monopolkommission noch einmal,[270] dass ein effizienter Einsatz von Regelenergie – unabhängig von möglichen Eigentümerinteressen vertikal integrierter Verbundunternehmen – nur mit einer einzurichtenden einheitlichen, unabhängigen Regelungsinstanz möglich sein dürfte. Zum Ausschluss von Quersubventionierungs- und Diskriminierungspotenzialen auf den Regelenergiemärkten sollte die Regelungskontrolle nicht bei einem Unternehmen liegen, das zugleich als Erzeuger auf den Regelenergiemärkten auftritt. Des Weiteren führt eine separate Bewirtschaftung von vier verschiedenen Regelzonen zu erheblichen Mehrkosten hinsichtlich der Bilanzkreisabrechnung bei den Übertragungsnetzbetreibern und den Bilanzkreisverantwortlichen. Mittels einer Zentralisierung des Fahrplanmanagements würde sich die Anmeldung innerdeutsche Regelzonen übergreifender Handelsfahrpläne erübrigen, womit erhebliche Vereinfachungen für den Stromhandel erzielt werden könnten.[271] Insoweit plädiert die Monopolkommission für die Einrichtung einer einheitlichen Regelzone in Deutschland mit einem unabhängigen Zentralregler und spricht sich gegen die Regelungskontrolle eines Unternehmens aus, das zugleich als Erzeuger auf den Regelenergiemärkten auftritt.

de Preiszonen in Deutschland eingeführt werden könnten; vgl. Abschnitt 4.3.2.3.

[267] Vgl. erneut Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 417, 421.

[268] Vgl. BNetzA, Jahresbericht 2010, S. 187.

[269] Vgl. Kindler, J., Deutsche Netz AG – Patentlösung oder Chimäre? Eine persönliche Meinung, Workshop zum Energierecht, Berlin, 5. Oktober 2009, S. 12, http://www.enreg.de/content/material/2009/5. Oktober 2009.Kindler.pdf [Abruf: 1. Mai 2011].

[270] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 421.

[271] Vgl. hierzu auch BNetzA, BK6-08-111, S. 15.

4.1.4.2 Geänderte Anforderungen an Regelenergieanbieter

303. Jeder Marktteilnehmer, dessen Anlagen bestimmte technische Mindestanforderungen erfüllen, kann sich an den offenen Regelenergieausschreibungen beteiligen. Allerdings prägen insbesondere bei der Primär- und Sekundärregelung bisher wenige große Marktteilnehmer das Marktgeschehen.

304. Im April 2011 hat die Bundesnetzagentur neue Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die Beschaffung von Primär- und Sekundärenergie festgelegt. Kernelemente der neuen Vorgaben für diese zentralen Regelenergiequalitäten sind zunächst die Verkürzung des Ausschreibungszeitraums von einem Monat auf eine Woche. Des Weiteren wird die Mindestangebotsgröße von derzeit 5 MW auf 1 MW bei der Primärregelleistung und von derzeit 10 auf 5 MW der Sekundärregelleistung seitens der Bundesnetzagentur abgesenkt. Ferner dürfen Anbieter nun auch ihre Anlagen, die Regelenergie erbringen, durch Anlagen Dritter besichern. Schließlich stehen Anbietern bessere Möglichkeiten des Poolens von Anlagen zur Verfügung, sodass Losgrößen von kleineren Erzeugungsanlagen innerhalb sog. vernetzter „virtueller Kraftwerke“ schneller erreicht werden können.[272] Die neuen Ausschreibungs- und Veröffentlichungspflichten mussten zum 27. Juni 2011 umgesetzt werden.[273]

305. Die Bundesnetzagentur hat entschieden, dass mittels neuer Vorgaben zur Poolung z. B. negative und positive Primärregelleistung innerhalb der gleichen Regelzone bei der Angebotsstellung gepoolt werden können. Die Zuordnung von Anlagen zu einem Pool kann zu Beginn jeder Viertelstunde geändert werden. Der Wechsel der Primärregelleistung erbringenden Anlagen innerhalb eines Pools ist jederzeit möglich.[274] Die Poolung von Anlagen zur Erbringung von Primärregelleistung wird heute bereits von den Übertragungsnetzbetreibern zugelassen und von den etablierten Anbietern praktiziert. Damit erlauben die Übertragungsnetzbetreiber das Poolen über die Verpflichtung aus § 6 Absatz 4 Satz 4 StromNZV hinaus, welche sich nur auf die Bildung von Anbietergemeinschaften zur Erreichung der Mindestlosgröße erstreckt. Mit der Vorgabe, das Poolen grundsätzlich und unabhängig von der Angebotsgröße zuzulassen, soll seitens der Bundesnetzagentur auch neu in den Markt für Primärregelleistung eintretenden Marktakteuren ein über das bislang lediglich auf Freiwilligkeit der Übertragungsnetzbetreiber beruhende Zugeständnis hinaus gehender Anspruch auf Poolung gegeben werden. Dies gilt ebenso für die Vorgabe, die Zuordnung der Anlagen zu einem Pool zu Beginn jeder Viertelstunde ändern zu können und die für die Erbringung von Primärregelleistung eingesetzten Anlagen innerhalb eines Pools jederzeit wechseln zu

[272] Ein Pool besteht aus einzelnen technischen Einheiten von gegebenenfalls unterschiedlichen Betreibern an verschiedenen Standorten. Der Anbieter muss die gesamte in einem Pool angebotene Reserve mit einem Abruf des Übertragungsnetzbetreibers zur Verfügung stellen können.

[273] Vgl. BNetzA, Pressemitteilung vom 13. April, a. a. O.

[274] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12. April 2011, BK6-10-097, S. 3.

dürfen. Insbesondere Anbietern, deren Anlagen Primärregelleistung nicht für den gesamten Produktzeitraum zur Verfügung stellen können (z. B. industrielle Verbraucher oder Stromspeicher), wird dadurch die Möglichkeit gegeben, durch Poolung mit anderen Anlagen die geforderte Verfügbarkeit innerhalb des gesamten Erbringungszeitraums zu gewährleisten. Die Bundesnetzagentur erachtet diese Möglichkeit daher als wichtiges Instrument zur Gewinnung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale für die Primärregelleistung.

306. Bezüglich der neuen Vorgaben zur Besicherung wird insbesondere Anbietern mit Einzelanlagen oder einem kleinen Anlagenpark der Zugang zum Regelenergiemarkt erleichtert. Gegenwärtig gilt die von den Übertragungsnetzbetreibern geforderte umfängliche Verfügbarkeit für Regelleistung erbringende Anlagen als zu hoch und für kleine Anbieter infolge möglicher Anlagenausfälle technisch nicht leistbar. Dies gilt, da eine Anlagenbesicherung derzeit nur durch anbietereigene Kapazitäten erfolgen kann.

307. Die Monopolkommission befürwortet den schrittweisen Abbau von Markteintrittsbarrieren, da nun vor allem kleinen und neuen Anbietern der Zugang zu Regelenergiemärkten erleichtert und damit die Wettbewerbssituation verbessert wird. Die Weiterentwicklung und Optimierung der gegenwärtig bestehenden Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten führt die Bestrebungen der Bundesnetzagentur nach einer Intensivierung wettbewerblicher Strukturen auf diesem Regelenergiemarkt fort. Der Schwerpunkt liegt dabei nicht allein darauf, den bestehenden Anbietern die Angebotsstellung zu erleichtern bzw. Marktzutritte neuer Anbieter zu induzieren. Angesichts der wachsenden Diversifizierung der Erzeugungsstrukturen ist es zudem das Ziel der Bundesnetzagentur, den Markt für Primärregelleistung auch für weitere Technologien, z. B. für dargebotsabhängige Einspeiser oder für Stromspeicher, zu öffnen bzw. das Potenzial steuerbarer Verbraucher, wie z. B. bei den Produktionsanlagen der energieintensiven Industrien, für diesen Markt zu gewinnen.[275] Dies begrüßt die Monopolkommission ausdrücklich. Diese Zunahme an Wettbewerb lässt auf sinkende Kosten der Ausregelung der Netze und damit sinkende Netzentgelte hoffen. Bereits seit 2009 ist ein Anstieg der Anzahl präqualifizierter Anbieter zu verzeichnen. Ende 2009 waren in den Bereichen Primär- bzw. Sekundärregelung insgesamt sieben bzw. neun Anbieter sowie bei der Minutenreserve insgesamt 28 Teilnehmer am deutschen Regelenergiemarkt präqualifiziert.[276] Ende 2008 waren es auf den Märkten für Primär- und Sekundärenergie bundesweit insgesamt nur fünf Anbieter von Regelenergie gewesen.[277]

[275] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12. April 2011, BK6-10-097, S. 22.
[276] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 202.
[277] Vgl. auch Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 405.

4.1.5 Einspeisemanagement erneuerbarer Energien

4.1.5.1 EEG-Ausgleichsmechanismus

308. Mit der Anfang 2010 in Kraft getretenen Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)[278] wurde der Ausgleichsmechanismus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes grundlegend reformiert. Der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geförderte Strom wird seither von den vier Übertragungsnetzbetreibern gemäß § 2 Absatz 2 AusglMechV direkt an der Strombörse vermarktet; die bis dato vorgeschriebene physische Wälzung, d. h. die Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur physischen Abnahme von EEG-Strom, wurde aufgehoben.[279]

309. Die Einspeisevergütung erhält der EEG-Anlagenbetreiber vom Verteilnetzbetreiber, der damit Strom erwirbt und ihn an den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber weiterleitet. Dieser erstattet dem regionalen Verteilnetzbetreiber die Einspeisevergütung abzüglich des durch die dezentrale Stromerzeugung vermiedenen Netzentgelts. Die Übertragungsnetzbetreiber tauschen im Rahmen des horizontalen Ausgleichs die Mengen untereinander aus, um eine dem Letztverbrauch im jeweiligen Netzgebiet entsprechende Mengenbelastung zu erhalten. Dieser Aspekt des Wälzungsmechanismus ist auch mit Einführung der Ausgleichsmechanismusverordnung bestehen geblieben.

310. Dabei geschieht die Börsenvermarktung folgendermaßen: Die Übertragungsnetzbetreiber müssen im Rahmen der Day-ahead-Auktion für jede Stunde des Folgetages ein Verkaufsgebot in Höhe der prognostizierten Stromproduktion aus erneuerbaren Energien abgeben. Dabei sind die Verkaufsgebote unlimitiert, d. h. es ist aufgrund des Preisspektrums am Spotmarkt ein geringstmöglicher Preis von -3 000 Euro/MWh[280] möglich. Da Vortagsprognosen unsicher sind, erstellen die Übertragungsnetzbetreiber auch am Liefertag weitere Prognosen für die Einspeisung und gleichen mögliche Abweichungen auf dem Intraday-Markt aus.

311. Die Übertragungsnetzbetreiber führen zur Abwicklung des EEG-Prozesses getrennt von ihrem eigentlichen Kerngeschäft spezielle EEG-Konten. Hier werden die Kosten für die ausgezahlten festen Einspeisevergütungen[281] und die Erlöse aus den Vermarktungen an den Day-

[278] Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17. Juli 2009, BGBl. I S. 210; geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1634.
[279] Vgl. hierzu bereits Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 4*, 58 f., 102.
[280] Am Spotmarkt ist das Handelssystem so konfiguriert, dass es für Auktionen sog. technische Preisgrenzen zwischen +3 000 Euro/MWh und -3 000 Euro/MWh gibt.
[281] Für EEG-Anlagenbetreiber ist gemäß §§ 23 ff. EEG eine feste Einspeisevergütung vorgesehen. Die Höhe der Einspeisevergütung richtet sich dabei nach der zur Stromerzeugung verwendeten Technologie. So erhalten Deponiegasbetreiber rund 70 Euro/MWh; für Strom, der in Photovoltaik-Aufdach-Anlagen produziert wird, erhalten die Photovoltaik-Anlagenbetreiber bis zu 420 Euro/MWh. Dabei ist für die Vergütungssätze unerheblich, wann (Grundlast, Spitzenlrast) der

ahead- und Intraday-Märkten sowie die erhaltene EEG-Umlage transparent abgerechnet. Die an der Börse erzielten Einnahmen reichen indes nicht aus, um die Ausgaben für die im Erneuerbare-Energien-Gesetz festgelegten Vergütungen und die sog. Profilservicekosten[282] des EEG-Stroms zu decken. Den Fehlbetrag geben die Übertragungsnetzbetreiber in Gestalt der sog. EEG-Umlage an die Stromlieferanten und damit an die Verbraucher weiter.[283] Gemäß § 3 Absatz 2 AusglMechV sind die Übertragungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung der EEG-Umlage bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres verpflichtet. Für 2011 beträgt die EEG-Umlageprognose 3,53 ct/kWh; 2010 waren es noch 2,047 ct/kWh und 2009 1,2 ct/kWh. In der Erhöhung um 1,5 ct/kWh gegenüber 2010 ist ein Nachtrag von 0,29 ct/kWh für 2010 enthalten. Am 15. November 2010 wurde erstmalig aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen auch eine zu erwartende Bandbreite der EEG-Umlage für das nachfolgende Jahr 2012 prognostiziert. Sie wurde mit 3,4 bis 4,4 ct/kWh angegeben; eine Verringerung der EEG-Umlage erscheint insoweit unwahrscheinlich.[284] Die Einspeisegebühr beläuft sich nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber 2011 auf 17,1 Mrd. Euro, davon abgezogen werden vermiedene Netzentgelte von 400 Mio. Euro, etwa für all jene Erzeuger, die ihren Strom selbst verbrauchen. Es bleiben insoweit 16,7 Mrd. Euro übrig. Weil die Netzbetreiber erwarten, im Jahr 2011 den EEG-Strom zum Preis von 4,7 Mrd. Euro an der Börse verkaufen zu können, beläuft sich die Umlage auf 12 Mrd. Euro. Da die Netzbetreiber im letzten Jahr aufgrund unerwartet niedriger Strompreise 1,1 Mrd. Euro weniger als geplant erlösten, wurde dies den Kunden für das Jahr 2011 zusätzlich in Rechnung gestellt. Somit ergibt sich für 2011 ein Umlagevolumen von gut 13 Mrd. Euro.[285]

312. Erhebliche Zwischenfinanzierungssummen werden für die Übertragungsnetzbetreiber dann nötig, wenn die EEG-Umlage nicht ausreichend ist. Dies war Ende 2009 und im Laufe des Jahres 2010 der Fall, weil ein unerwarteter und massiver Zubau von Photovoltaik-Anlagen einsetzte. Des Weiteren fielen die Vermarktungserlöse in 2010 deutlich niedriger aus, als gemäß § 4 Satz 1 AusglMechV prognostiziert. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor sind meteorologische Einflüsse. Es kann insoweit konstatiert werden, dass durch den stetigen Zubau von EEG-Anlagen die potenzielle Schwankungsbreite des EEG-Kontos weiter zunehmen wird. Als Folge steigt für die Übertragungsnetzbetreiber das Risiko einer Unterdeckung des EEG-Kontos.[286] Um geeignete Lösungsmöglichkeiten für Liquiditätsrisiken zu finden und diese auch zu bewerten, steht die Bundesnetzagentur bereits mit verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern und dem Bundesumwelt- und Bundeswirtschaftsministerium in Kontakt.

313. Die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV)[287] konkretisiert die neuen Vermarktungsvorgaben im Hinblick auf den Tatbestand negativer Börsenpreise, welche sich am Spotmarkt für Deutschland und Österreich bilden können. Negative Preise bedingen, dass für den Strombezug kein Entgelt bezahlt werden muss, sondern dass umgekehrt der Händler für die Stromabnahme von dem Verkäufer eine Vergütung erhält. Die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung führt nun die Ausnahmeregel ein, dass Übertragungsnetzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen vom Gebot der preisunabhängigen Vermarktung abweichen dürfen. Die börsliche Vermarktung des EEG-Stroms bedingt, dass Einnahmen generiert werden, die einen Teil der Einspeisevergütung finanzieren. Problematisch wird es allerdings dann, wenn an der Börse negative Preise auftreten. Negative Preise sind an Tagen mit einer nur geringen Stromnachfrage und einem gleichzeitig hohen Stromangebot, z. B. durch ein starkes Windaufkommen, zu erwarten. Der Verkauf von EEG-Strom zu negativen Preisen lässt nun die Kosten der EEG-Förderung stark ansteigen, da in solch einem Fall für die Abnahme von Strom bezahlt werden muss. So gab es im Jahr 2009 insgesamt 71 Stunden, in denen die Abnahme von Strom vergütet wurde. Dabei traten negative Preisspitzen von bis zu -500,02 Euro/MWh auf.[288]

314. Der § 8 AusglMechAV enthält eine befristete Übergangsregelung.[289] Hiernach kann der Übertragungsnetzbetreiber für diejenigen Stunden des folgenden Tages, für die im Falle negativer Preise an der EPEX Spot ein Aufruf zur zweiten Auktion ergeht, vom Gebot der vollständigen und preisunabhängigen Vermarktung der Vortagesprognose auf dem Day-ahead-Markt abweichen und preisabhängige Gebote erstellen. Dabei müssen die Preislimits bei mindestens -350 Euro/MWh und höchstens -150 Euro/MWh liegen.

315. Die Monopolkommission bewertet diese Ansätze der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung im Grundsatz positiv, da hierdurch bei der Vermarktung des Stroms das Marktgeschehen mitberücksichtigt wird und

Strom eingespeist wird. Vgl. auch Pilgram, T., Auswirkungen der Ausgleichsmechanismusverordnung (EEG-Umlage) auf den Börsenpreis, EweRK 10(4), 2010, S. 131–132.

[282] Profilservicekosten des EEG-Stroms umfassen vor allem Ausgaben für Ausgleichsenergie.

[283] Grundsätzlich ist auch eine Direktvermarktung gemäß § 17 EEG möglich.

[284] Vgl. Pressemitteilung der vier Übertragungsnetzbetreiber zur EEG-Umlageprognose 2011, http://www.eeg-kwk.net/de/file/20110301_EEG-Umlage_finalx.pdf [Abruf: 21. Juni 2011].

[285] Vgl. Mihm, A., „Windfall-Profits“ bei den Erneuerbaren, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60(11), 2010, S. 6.

[286] Die Bundesnetzagentur hat den Übertragungsnetzbetreibern in diesem Zusammenhang Unterstützung bei der Führung von Bankgesprächen zur Bereitstellung einer ausreichenden Kreditlinie angeboten.

[287] Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 22. Februar 2010, BGBl. I S. 134; geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 8. Dezember 2010, BGBl. I S. 1946; zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1634.

[288] Vgl. Andor, M. u. a., Der EEG-Ausgleichsmechanismus: Die Ausnahme muss zur Regel werden, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60(11), 2010, S. 28–31.

[289] Gemäß § 9 AusglMechAV tritt § 8 AusglMechAV am 28. Februar 2013 außer Kraft.

die Stromendkunden dadurch entlastet werden können. Negative Preise ergeben sich aufgrund eines wenig flexiblen Einspeisemanagements.[290] Konventionelle Kraftwerksbetreiber, die ihren Strom an Terminmärkten verkaufen, hätten die Möglichkeit, im Falle negativer Börsenpreise den Strom nicht selbst zu erzeugen, sondern ihn stattdessen am Spotmarkt einzukaufen. Einschränkungen ergeben sich bei einer solchen Strategie allerdings aufgrund der An- und Abfahrtskosten der Kraftwerke, welche dem Nutzen dieser Strategie gegenübergestellt werden müssen. Insoweit sind negative Preise wichtige Impulsgeber für Investitionen in flexible Kraftwerks- und auch Speicherkapazitäten.

316. Bislang dürfen EEG-Strommengen gemäß § 2 Absatz 2 Satz 1 AusglMechV ausschließlich auf Spotmärkten vermarktet werden. Aufgrund der zunehmenden Ausweitung der Einspeisung erneuerbarer Energien auf Basis der Ausgleichsmechanismusverordnung wird das Risiko negativer Preisspitzen erhöht. Insbesondere für sicher prognostizierbare EEG-Strommengen mit gleichmäßiger Produktion (z. B. aus Biomasse, Laufwasser, Grubengas) schlägt die Monopolkommission daher mit Blick auf die Zunahme von Strom aus erneuerbaren Energien an der Börse die Ausweitung der Vermarktung von EEG-Strom auf die deutlich liquideren Terminmärkte vor. Hierfür müsste ein Anreizsystem für eine effiziente Vermarktung implementiert werden. Gleichwohl bewirken auch Verbesserungen in den Prognosen für Sonnen- und Windenergie, dass auch von diesen Strommengen ein Teil über den Terminmarkt (z. B. als Wochenprodukt) verkauft werden könnte. Im Ergebnis kann so mit einer Preisstabilisierung gerechnet werden. Zwar bewirkt der Handel über die Börse eine größere Transparenz, allerdings müssen gleichwohl auch Lösungen für die zunehmende Vermarktungsmenge erneuerbarer Energien an der Börse gefunden werden, welche die EEG-Kosten immer weiter erhöhen.

317. Es kann konstatiert werden, dass, solange erneuerbare Energien nur eine untergeordnete Mengen- und Preisbedeutung besaßen, das Umlagesystem tragfähig war. Mit Zunahme der Mengen- und damit auch der Kostenbelastung werden indes zunehmend Lösungen für eine Integration der EEG-Anlagen erforderlich. Insoweit wird nun lediglich versucht, Probleme des rigiden EEG-Vergütungsmodells zu mildern. Mittel- bis langfristig erachtet die Monopolkommission daher einen grundsätzlichen Wechsel in ein marktnäheres System als unausweichlich.[291]

4.1.5.2 Leitfaden der Bundesnetzagentur zum EEG-Einspeisemanagement

318. Die Bundesnetzagentur hat am 29. März 2011 einen Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement veröffentlicht.[292] Unter Einspeisemanagement versteht man dabei die temporäre Reduktion der Einspeiseleistung von EEG-, KWK- und Grubengasanlagen. Es muss der Konflikt zwischen dem Einspeisevorrang der EEG-, KWK- und Grubengasanlagen einerseits sowie einer Netzinstabilität aufgrund von Überspeisung andererseits gelöst werden. Inhalte des Leitfadens sind die Abschaltrangfolge der Stromerzeuger im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die genauen Beschreibungen zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen (ausschließlich) für die Windenergie sowie die Auswirkungen der Entschädigungszahlungen auf die Netzentgelte.

Die Kriterien für eine sachgerechte Abschaltrangfolge sollen zunächst dem Aspekt der Netz- und Systemsicherheit gerecht werden, d. h. die Abregelung konventioneller und einspeiseprivilegierter Kraftwerke muss nur bis zu einem netztechnisch erforderlichen Minimum erfolgen, sofern die Erzeugungsanlagen für die Netz- und Systemsicherheit zwingend erforderlich sind. Überdies sollen EEG-, KWK- und Grubengasanlagen so lange wie möglich in das Stromnetz einspeisen (Umweltgesichtspunkte) und es soll keine Mehrkosten ohne einen ökologischen Mehrwert geben (ökonomische Auswirkungen). Insoweit soll vermieden werden, dass der Verbraucher neben Netzentgelten auch regelmäßig für die Abschaltung von EEG-, KWK- und Grubengasanlagen zahlen muss, sofern konventionelle Anlagen nicht heruntergeregelt wurden.

Abschaltrangfolge

319. Die folgenden Ausführungen zur Abschaltrangfolge beschränken sich auf Situationen, in denen eine Reduzierung der Einspeisung aufgrund netztechnischer Restriktionen notwendig ist. Maßnahmen nach § 8 AusglMechAV zur Vermeidung extremer negativer Preise bei der EEG-Stromvermarktung sind ausgenommen. Es muss einerseits EEG-Strom vorrangig eingespeist werden, andererseits sollen Netzbetriebsmittel wie Freileitungen oder Transformatoren vor Überlastungen geschützt werden. Ohne ein Einspeisemanagement könnte es z. B. bei Starkwind zu einer Überlastung von Netzabschnitten und zu Versorgungsausfällen kommen.

320. Aufgrund verschiedener gesetzlicher Bestimmungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz und im Energiewirtschaftsgesetz zu Netzengpässen aufgrund zu hoher Stromeinspeisungen hat die Bundesnetzagentur eine Abschaltrangfolge ermittelt. Betroffen sind hiervon Maßnahmen gemäß § 11 Absatz 1 EEG (Einspeisemanagement erneuerbarer Energien), § 8 Absatz 3 EEG (vertragliche Vereinbarung für eine Abkehr vom Abnahmevorrang) sowie § 13 EnWG (Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen).

321. Bei den unter § 13 Absatz 1 EnWG und § 8 Absatz 3 EEG aufgeführten Maßnahmen genießen die netzbezogenen Maßnahmen, d. h. insbesondere Netzschaltungen (§ 13 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EnWG) oberste Pri-

[290] Vgl. hierzu auch Abschnitt 5.1.5.

[291] Vgl. hierzu weiterführend ebenda.

[292] Vgl. BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, 29. März 2011, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEGEinspeisemanagement/LeitfadenEEG_Version10_pdf.pdf?__blob=publicationFile [Abruf: 9. Mai 2011].

orität (Abschaltreihenfolgepunkt Nummer 1 bzw. Stufe 1). Im Anschluss folgen marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EnWG). Hierunter versteht man insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten, Informationen über Engpässe und das Management von Engpässen sowie die Mobilisierung zusätzlicher Reserven, inklusive vertraglich vereinbarter Anpassungen von Stromeinspeisungen mit konventionellen Anlagen (Stufe 2). Der dritte Punkt bei der Abschaltreihenfolge der Bundesnetzagentur umfasst für die Netzbetreiber Maßnahmen aufgrund vertraglicher Abschaltvereinbarungen mit EEG- und Grubengasanlagenbetreibern nach § 8 Absatz 3 EEG sowie mit KWK-Anlagenbetreibern nach § 13 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EnWG (Stufe 3). Anschließend kommen Anpassungsmaßnahmen der Netzbetreiber gegenüber konventionellen Kraftwerken bis zur Grenze des netztechnisch erforderlichen Minimums – ohne Entschädigung – gemäß § 13 Absatz 2 EnWG zur Anwendung (Stufe 4). Nun folgt das Einspeisemanagement gemäß § 13 Absatz 2 EnWG in Verbindung mit § 11 Absatz 1 EEG. Gemäß § 11 Absatz 1 EEG sind Netzbetreiber berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 kW zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln, soweit andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre. Sind die EEG-, KWK- und Grubengasanlagen größer als 100 kW, wird gemäß § 12 Absatz 1 EEG eine Entschädigung gezahlt, bei Anlagen kleiner/gleich 100 kW nicht (Stufe 5).

Ermittlung der Entschädigungszahlung für Windenergie

322. Der Leitfaden enthält ausschließlich Beschreibungen zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für die Windenergie; die Bundesnetzagentur behält sich indes vor, zu einem späteren Zeitpunkt Regelungen für weitere Energieträger zu definieren.

323. Gemäß § 12 Absatz 1 EEG muss der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber, der nicht einspeisen konnte, entschädigen. Wurden keine Vereinbarungen getroffen, so müssen in der Entschädigungszahlung entgangene Vergütungen, Wärmeerlöse sowie ersparte Aufwendungen berücksichtigt werden.[293] Die Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen möglicher Einspeisung und tatsächlich realisierter Einspeisung. Zwei Verfahren werden von der Bundesnetzagentur als sachgerecht für die Ermittlung von Ausfallarbeit angesehen: Ein einfaches pauschales Verfahren sowie ein exakteres Spitzabrechnungsverfahren, bei dem mithilfe von Windgeschwindigkeitsmesswerten eine sehr viel genauere Ermittlung der Ausfallarbeit ermöglicht wird. Der Anlagenbetreiber muss sich je Anlage und Kalenderjahr auf eines der beiden Verfahren festlegen. Im Falle des pauschalen Verfahrens wird die entschädigungsberechtigte Leistung ermittelt, indem von dem letzten gemessenen Leistungsmittelwert vor der EEG-Einspeisemanagementmaßnahme der tatsächlich gemessene Wert der Einspeisung bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeisung subtrahiert und dieser Wert mit einer Viertelstunde multipliziert wird. Somit erhält man die Ausfallarbeit für jede Viertelstunde. Im Rahmen des Spitzabrechnungsverfahrens wird die Ausfallarbeit überdies in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinien der Windenergieanlagen ermittelt. Nötig ist hierbei insoweit ein geeignetes Messgerät; die Windgeschwindigkeiten sind zu protokollieren.

[293] Im Falle von aus Windenergie erzeugtem Strom sind keine Wärmeerlöse und ersparte Aufwendungen zu berücksichtigen.

Berücksichtigung der Entschädigungszahlung für Windenergieanlagen in den Netzentgelten

324. Im Erneuerbare-Energien-Gesetz wird bislang nicht näher spezifiziert, wie die Entschädigungszahlung zu ermitteln ist. Der Leitfaden der Bundesnetzagentur beschreibt insoweit die Grundvoraussetzungen für eine effiziente und sachgerechte Umsetzung der §§ 11 und 12 EEG. Dadurch kann der Netzbetreiber seinen administrativen Aufwand zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagementmaßnahmen reduzieren. Die gesetzlich nach § 12 Absatz 1 EEG vorgegebenen Entschädigungszahlungen stellen dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne von § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 ARegV dar. Im Falle individueller, abweichender Vereinbarungen nach § 12 Absatz 1 Satz 1 EEG handelt es sich insoweit um beeinflussbare Kosten, die am Maßstab eines effizienten Netzbetriebs zu messen sind. Gegenüber der Bundesnetzagentur müssen Netzbetreiber nachweisen, dass die zugrunde liegende Maßnahme erforderlich war, dass sie der Netzbetreiber nicht zu vertreten hat und dass die Zahlungen den gesetzlich erforderlichen Rahmen nicht übersteigen.

Gesetzliche Anpassungen durch das novellierte Energiewirtschaftsgesetz

325. Mit Inkrafttreten des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes am 4. August 2011 haben sich gesetzliche Klarstellungen hinsichtlich des Einspeisemanagements ergeben.[294] So erhalten Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13 Absatz 1a Satz 1 und 2 EnWG nun in gesetzlicher Form Befugnisse an die Hand, um an Elektrizitätsversorgungsnetzen mit einer Spannung von mindestens 110 kV auf Erzeugungs- und Speicherkapazitäten mit einer Nenn-

[294] Auch das bereits verabschiedete, aber (größtenteils) erst am 1. Januar 2012 in Kraft tretende Erneuerbare-Energien-Gesetz enthält Änderungen, die in Zusammenhang mit § 13 EnWG stehen. Vgl. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1634. Es stellt nun insbesondere klar, dass § 11 EEG 2012 einen speziellen Sachverhalt regelt, an den § 12 EEG 2012 anknüpft. Vgl. dazu Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Bundestagsdrucksache 17/6071, vom 6. Juni 2011, S. 64. Der neu gefasste § 12 Absatz 1 EEG regelt, dass Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder Kraftwärme-Kopplung, die aufgrund von Netzengpässen geregelt werden müssen, zukünftig immer nach § 12 EEG 2012 entschädigt werden sollen. Dabei liegen die Entschädigungszahlungen zwischen 95 und 100 Prozent der entgangenen Einnahmen.

leistung größer 50 MW gegen angemessene Vergütung zurückzugreifen, sofern die Aufrechterhaltung der Systemstabilität dies erfordert. In solchen Fällen müssen Erzeuger gegen angemessene Vergütung ihre Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anpassen. Sofern die Sicherheit des Stromnetzes gefährdet ist, können Übertragungsnetzbetreiber bei der Durchführung von marktbezogenen Maßnahmen ebenfalls auf den gesetzlich ausgestalteten Anspruch nach Absatz 1a EnWG zurückzugreifen.[295] Die Bundesnetzagentur wird gemäß § 13 Absatz 1a Satz 3 EnWG ermächtigt, konkrete bundeseinheitliche Regelungen festzulegen, um die Pflichten von Übertragungsnetzbetreibern und Stromerzeugern praxisgerecht auszugestalten. Des Weiteren soll der neue § 13 Absatz 4a EnWG den Abschluss vertraglicher Vereinbarungen über Ab- und Zuschaltungen fördern und standardisieren, indem eine Mindestlastgröße, technische Mindestanforderungen, eine bestimmte Höchstvertragslaufzeit und ein Vergütungslimit als technisch und wirtschaftlich sinnvoll vorgegeben werden. Dies erleichtert der Bundesnetzagentur die Überprüfung solcher Vereinbarungen.

Kritische Würdigung

326. Die Anstrengungen der Bundesnetzagentur und des Gesetzgebers, für mehr Klarheit bezüglich des Einspeisemanagements zu sorgen, sind zu begrüßen. Positiv erscheint auch, dass zu einem späteren Zeitpunkt seitens der Bundesnetzagentur eine Erweiterung der Regelungen auf weitere Energieträger erfolgen soll, um auch hier Unsicherheiten zu reduzieren.

327. Die Monopolkommission gibt zu bedenken, dass im Falle einer Abregelung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gleichsam auch die Wärmeversorgung tangiert bzw. beeinträchtigt wird. Es gibt Fernwärmeerzeugungsstandorte, deren Anlagenkonzeption und -auslegung an Wintertagen zwingend den Einsatz einer KWK-Anlage zur Fernwärmeabdeckung erfordern. Wenn die Anlage zwecks Erfüllung ihres Versorgungsauftrags weiterhin die notwendige Wärme produziert, sinkt der Brennstoffnutzungsgrad und die Einzelerzeugung ist entsprechend technisch ineffizienter. Eine Wärmeerzeugung in alternativen Heizkraftwerken ist teurer und zudem ist nicht gewährleistet, dass hierdurch die durch die Abregelung verlorene Wärmeleistung adäquat ausgeglichen werden kann. Um die private und öffentliche Wärmeversorgung in bestimmten Regionen nicht zu gefährden, sollte zumindest mittelfristig berücksichtigt werden, dass KWK-Anlagen wenigstens bei elektrischer Mindestlast zur Fernwärmeerzeugung betrieben werden müssten.

4.2 Netzentgeltregulierung

328. Strom- und Gasnetze stellen in der Regel natürliche Monopole dar. Um die Abschöpfung der im Markt befindlichen Renten vonseiten der Netzbetreiber zu verhindern, unterliegen die Energienetze gemäß §§ 21 ff. EnWG einer Ex-ante-Entgeltregulierung, die seit dem Jahr 2009 als Anreizregulierung ausgestaltet ist.

329. Wesentliche Aspekte der Entgeltregulierung in Form der Anreizregulierung wurden von der Monopolkommission in vergangenen Sondergutachten zum Energiesektor bereits eingehend besprochen.[296] Derzeit befindet sich die Anreizregulierung im dritten Jahr ihrer ersten, fünfjährigen Regulierungsperiode. Nachfolgend stellt die Monopolkommission den aktuellen Stand und grundlegende Merkmale der deutschen Anreizregulierung dar. Darüber hinaus untersucht sie in diesem Gutachten insbesondere wichtige Regelungen im Rahmen der Anreizregulierung, welche die Sicherung der Investitionstätigkeit der Unternehmen betreffen.

4.2.1 Grundlagen der Entgeltregulierung im Strom- und Gassektor

330. Mit der kostenbasierten Entgeltregulierung und der Anreizregulierung sieht das Energiewirtschaftsgesetz grundsätzlich zwei mögliche Verfahren zur Regulierung der Netzzugangsentgelte im Energiesektor (Strom und Gas) vor. Die kostenbasierte Entgeltregulierung gemäß § 21 Absatz 2 Satz 1 EnWG bestimmte dabei die erste Phase der Entgeltregulierung. Zwischen November 2005 und Ende 2008 hatte die Bundesnetzagentur in jeweils zwei Entgeltgenehmigungsrunden kostenbasiert Netznutzungsentgelte für den Strom- und den Gasbereich festgelegt.[297] § 21a EnWG ermächtigt weiterhin zu einer anreizorientierten Entgeltregulierung, die auf Grundlage der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)[298] mit Wirkung zum 1. Januar 2009 für die Strom- und Gasnetze in Kraft getreten ist.[299] Ausgenommen waren zunächst die Fernleitungsnetzbetreiber im Gassektor, für die jedoch im September 2010 vorläufige Erlösobergrenzen für die Jahre 2010 und 2011 entsprechend der Anreizregulierungsverordnung festgelegt worden sind.

331. Die Anreizregulierungsverordnung regelt, wie die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus Netzentgelten zu Beginn einer fünfjährigen Regulierungsperiode festgelegt werden. Dazu erfolgt einmalig vor einer Regulierungsperiode eine Kostenprüfung, welche die Basis für den berechneten Erlöspfad darstellt.

---

[295] Vgl. Gesetzentwurf der Faktionen der CDU/CSU und FDP, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, Bundestagsdrucksache 7/6072, S. 71.

[296] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 250 ff.; Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 140 ff.

[297] Bei der kostenbasierten Entgeltbildung wurden die Entgelte im Rahmen individueller Genehmigungsverfahren ex ante festgelegt. Die Entgelte sind danach auf Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu bilden.

[298] Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze vom 29. Oktober 2007, BGBl. I S. 2529; zuletzt geändert durch Artikel 7 der Verordnung vom 3. September 2010, BGBl. I S. 1261.

[299] In ihrem ersten Sondergutachten hat die Monopolkommission bereits ausführlich zu dem damaligen Entwurf einer Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze Stellung genommen; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 579 ff.

Die Bestimmung der jährlich geltenden Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber erfolgt dann gemäß § 7 ARegV in Anwendung einer in Anlage 1 aufgeführten Regulierungsformel.

332. Die Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenzen wird gemäß § 6 Absatz 1 ARegV nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der Gasnetzentgeltverordnung[300] und des Teils 2 Abschnitt 1 der Stromnetzentgeltverordnung durchgeführt. Sie erfolgt im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, gilt als Basisjahr im Sinne der Anreizregulierungsverordnung. Als Basisjahr für die erste Regulierungsperiode gilt somit das Jahr 2006. Gemäß § 6 Absatz 2 ARegV ist das Ausgangsniveau für die erste Regulierungsperiode das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung.

333. Die Regulierung der Erlösobergrenze im Rahmen der Anreizregulierung beinhaltet zudem eine Effizienzprüfung, durch die der Einpreisung von Kosten vorgebeugt werden soll, die auf Ineffizienzen zurückzuführen sind. Im Vorfeld einer Regulierungsperiode führt die Bundesnetzagentur dazu gemäß der Verordnung einen bundesweiten bzw. im Falle der Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber auch internationalen Effizienzvergleich (§§ 12, 22 ARegV) mit dem Ziel durch, die Effizienzwerte für die Netzbetreiber individuell zu ermitteln und Ineffizienzen beim Netzbetrieb aufzudecken. Die Festlegung der Erlösobergrenzen durch die Regulierungsbehörde innerhalb einer Regulierungsperiode hat nach § 16 Absatz 1 ARegV so zu erfolgen, dass die ermittelten Ineffizienzen durch das Unternehmen unter Anwendung eines Verteilungsfaktors rechnerisch gleichmäßig über einen bestimmten Zeitraum abgebaut werden.[301]

334. Die Einführung einer Anreizregulierung zur Regulierung der Netzentgelte im Energiesektor soll dazu beitragen, dass die Netzbetreiber im Laufe einer Regulierungsperiode ein Interesse haben, die Betriebskosten zu senken, da sie während der Regulierungsperiode umgesetzte Kostensenkungen gegenüber den in die Erlösobergrenze eingeflossenen Plankosten ihrem Gewinn zuführen können. Zudem soll im Rahmen der Anreizregulierung die Entgeltregulierung vereinfacht werden, da eine detaillierte Kostenprüfung nur alle fünf Jahre stattfinden muss.

335. Den positiven Effekten des Kostensenkungsanreizes, der von einer Anreizregulierung ausgeht, steht das Risiko gegenüber, dass Netzbetreiber Kostensenkungen dadurch realisieren, dass sie erforderliche Investitionen in ihre Netze unterlassen bzw. notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung oder Verbesserung ihrer Versorgungsqualität nicht durchführen. Die Formel zur Bestimmung der Erlösobergrenzen in der deutschen Anreizregulierung enthält zu diesem Zweck ein Qualitätselement (Q-Faktor), durch das das zulässige Erlösniveau qualitätsgesteuert beeinflusst werden kann. Dadurch sollen den Netzbetreibern Anreize entstehen, eine möglichst optimale Qualität sicherzustellen. Bisher ist dieses Qualitätselement jedoch noch nicht wirksam geworden. Gemäß § 21a Absatz 5 EnWG in Verbindung mit §§ 18 bis 21 ARegV ist die Bundesnetzagentur verpflichtet, das Qualitätselement für Gas- und Stromnetzbetreiber zu berechnen. Als Termin für die Einführung sieht § 19 Absatz 2 ARegV bei Stromnetzen die zweite Anreizregulierungsperiode vor, es sei denn, der Regulierungsbehörde liegen bereits in der ersten Regulierungsperiode hinreichend belastbare Datenreihen vor, die eine Einführung im Laufe der ersten Periode ermöglichen. Bei Gasversorgungsnetzen ist der gesetzlich vorgesehene Einführungszeitpunkt ebenfalls explizit an das Vorliegen belastbarer Datenreihen geknüpft und soll zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode erfolgen.

336. Für den Strombereich wurden bei der Bundesnetzagentur in den letzten zwei Jahren im Rahmen eines Beratungsprojektes Ausgestaltungsoptionen zur Umsetzung der Qualitätsregulierung erarbeitet. Am 15. Dezember 2010 wurde den betroffenen Wirtschaftskreisen der Konzeptentwurf der Bundesnetzagentur zur Umsetzung der Qualitätsregulierung vorgestellt.[302] Im Anschluss an dieses Treffen wurde ein Eckpunktepapier im Internet veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Zur Ermittlung des Qualitätselements sieht das Konzept die Verwendung der Kennzahlen SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und ASIDI (Average System Interruption Duration Index) zur Abbildung der Dauer von Versorgungsunterbrechungen vor. Grundlage für die Ermittlung des SAIDI/ASIDI sind die gemäß § 52 EnWG zu meldenden Versorgungsunterbrechungsdaten der Netzbetreiber. Aus den SAIDI- und ASIDI-Werten werden Referenzwerte ermittelt, wobei die Lastdichte als Parameter zur

[300] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, BGBL. I S. 2197; zuletzt geändert durch Artikel 5 der Verordnung vom 3. September 2010, BGBl. I S. 1261.

[301] Dabei sollen in der ersten Regulierungsperiode die individuellen Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber so bestimmt werden, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach zwei Regulierungsperioden abgeschlossen ist. Für die nachfolgenden Regulierungsperioden ist dagegen vorgesehen, dass die individuellen Effizienzvorgaben so bestimmt werden, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen jeweils zum Ende der betreffenden Regulierungsperiode abgeschlossen ist.

[302] Das Qualitätsanreizsystem findet in der Grundvariante nur Anwendung für Netze der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene, die am Effizienzvergleichsverfahren gemäß § 12 ARegV teilnehmen. Nicht berücksichtigt werden folglich Netze von Netzbetreibern, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, sowie Netze der Hoch- und Höchstspannung. Alle Interessierten hatten bis zum 17. Januar 2011 die Möglichkeit, eine schriftliche Stellungnahme zu diesem Konzept abzugeben. Unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen wird die Bundesnetzagentur anschließend zwei Festlegungen erlassen. Zum einen sollen im Rahmen eines Festlegungsverfahrens die Datenabfrage und zum anderen die Grundsätze der Qualitätsregulierung geregelt werden. Daraufhin müssen die Netzbetreiber mittels Erhebungsbögen die notwendigen Daten zur Bestimmung der Qualitätselemente an die Bundesnetzagentur übermitteln.

Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede zwischen den einzelnen Netzgebieten herangezogen werden soll.

337. Nach einer eingehenden Plausibilisierung der Daten werden die Qualitätselemente und die entsprechenden Auswirkungen auf die Erlösobergrenzen berechnet und im Rahmen individueller Beschlüsse für jeden Netzbetreiber festgelegt. Am 1. Januar 2012 sol1en die Qualitätselemente erlöswirksam werden. Weicht der individuelle Wert eines Netzbetreibers von dem errechneten Referenzwert ab, so erhält dieser einen entsprechenden Bonus bzw. Malus auf seine zulässige Erlösobergrenze. Derzeit erarbeitet die Bundesnetzagentur zudem mögliche Ausgestaltungsoptionen für den Bereich der Netzleistungsfähigkeit, der ebenfalls, neben der Netzzuverlässigkeit, in der Anreizregulierungsverordnung aufgeführt ist.

338. Für Gasnetzbetreiber steht noch nicht fest, ob das Qualitätselement zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode Anwendung finden wird. Die Bereiche der Netzleistungsfähigkeit und der Gasqualitätsregulierung stellen die Bundesnetzagentur jedoch vor die große Herausforderung, geeignete Kennzahlen zu ermitteln, besonders vor dem Hintergrund, dass in diesem Bereich auf keine bzw. auf nur wenige (inter-)nationale Erfahrungen zurückgegriffen werden kann. Daher gilt es, diese Bereiche vor der Anwendung eingehend zu untersuchen, was noch Zeit in Anspruch nehmen dürfte.

4.2.2 Sicherung eines ausreichenden Investitionsniveaus im Rahmen der Anreizregulierung

339. **339.** Die Investitionstätigkeit der Strom- und Gasnetzbetreiber wird durch die Regulierung der Netzentgelte direkt gesteuert. Die Anreizregulierung sollte daher so ausgestaltet sein, dass effiziente Investitionen hinreichend durchgeführt werden, indem die Kosten effizienter Investitionen verzinst und auf die Netzentgelte umgelegt werden können. Damit ausreichende Investitionsanreize vorliegen, müssen die Rückflüsse der Investition eine risikoadäquate Verzinsung auf das eingesetzte Kapital erwarten lassen. In der Vergangenheit haben sich verschiedene Akteure am Markt kritisch zu der Frage geäußert, ob die Regelungen der deutschen Entgeltregulierung und ihre Anwendung durch die Bundesnetzagentur eine ausreichende Investitionstätigkeit gewährleisten.

4.2.2.1 Generelle Wirkungen einer Anreizregulierung auf die Investitionstätigkeit

340. Im Rahmen der Anreizregulierung haben Unternehmen in der Regel die Möglichkeit, überplanmäßige Kostensenkungen in Gewinne umzuwandeln, ohne dass diese Gewinne unmittelbar durch einen Regulierer abgeschöpft werden. Ein wichtiges Merkmal einer Anreizregulierung besteht daher in dem Anreiz eines regulierten Unternehmens, seine Kosten im Laufe der Regulierungsperiode zu reduzieren. Aus diesem Anreiz lassen sich verschiedene Implikationen für das Verhalten der regulierten Unternehmen ableiten, die auch im Hinblick auf die Investitionstätigkeit von Interesse sind.

341. Festzustellen ist, dass im Rahmen des allgemeinen, modellhaften Konzeptes einer Anreizregulierung eher geringe Anreize bestehen, insbesondere qualitätssteigernde Erweiterungsinvestitionen zu einem effizienten Zeitpunkt durchzuführen. Insoweit deuten verschiedene Analysen darauf hin, dass eine einfache kostenbasierte Entgeltregulierung einer Anreizregulierung überlegen sein kann.[303] Im Falle der Ausgestaltung der Anreizregulierung als Erlösobergrenzenregulierung hat ein Netzbetreiber zudem keinerlei Anreize, etwa die Zahl seiner Anschlusspunkte oder die versorgte Fläche durch Investitionen zu vergrößern, da ihm die Ausweitung der in seinem Netz transportierten Energiemenge nicht zusätzlich vergütet werden kann.

342. Reichhaltige empirische Erkenntnisse über das System der Anreizregulierung lassen sich vor allem in Großbritannien gewinnen, wo bereits seit etwa 20 Jahren eine Anreizregulierung der Strom- und Gasversorgungsnetze vorgenommen wird. Insbesondere in den vergangenen Jahren sind hier jedoch Bedenken über Fehlwirkungen des Instruments laut geworden. Kritisch wird insbesondere die Regulierungsdichte gesehen, die seit der Einführung der Anreizregulierung erheblich zugenommen und das Instrument unflexibler gemacht habe.[304] Zuletzt hatte die Regulierungsbehörde Ofgem unter Beteiligung von Stakeholdern und Wissenschaftlern eine Überprüfung der Anreizregulierung in Großbritannien durchgeführt und in der Folge unter dem Namen „RIIO“ (Revenue set to deliver strong Incentives, Innovation and Output) ein verändertes Konzept für die Regulierung der Strom- und Gasversorgungsnetze vorgelegt.[305] Wesentliche Neuerungen ergeben sich dabei insbesondere in der Verlängerung der Regulierungsperioden und in der stärkeren Outputorientierung. Letztere bezeichnet eine gemeinsame Festlegung von Primärzielen durch die Stakeholder vor einer Regulierungsperiode. Je nach Erreichungsgrad ergeben sich Anpassungen für die Erlösobergrenzen, wodurch in Verbindung mit den längeren Regulierungsperioden eine verbesserte Outputsteuerung erfolgen soll.

343. Festzustellen ist, dass die Optimierung der Investitionsanreize im Rahmen der Anreizregulierung ein wichtiges Problemfeld darstellt. Verschiedene generelle Schwierigkeiten mit dem ökonomischen Konzept der Anreizregulierung sind jedoch bei der Ausgestaltung der deutschen Anreizregulierungsverordnung bereits berücksichtigt worden. Gerade die Steuerung der Investitionstätigkeit im Rahmen einer spezifischen Anreizregulierung ist daher im Modell nur bedingt erfassbar, hängt von der genauen Ausgestaltung und Durchführung der Anreize-

---

[303] Vgl. Borrmann, J./Brunekreeft, G., The Effect of Monopoly Regulation on the Timing of Investment, Bremen Energy Working Papers, Paperseries Nummer 9, May 2011; Kwoka, J., Investment adequacy under incentive regulation, Northeastern University Working Paper, September 2009.

[304] Z. B. Littlechild, S., Regulation, over-regulation and deregulation, Occasional Lecture 22, London 2009.

[305] Vgl. Ofgem, Regulation energy networks for the future: RPI-X@20 Recommendations, 26 July 2010.

gulierung ab und ermöglicht auch nur eingeschränkt eine Vergleichbarkeit mit anderen Regulierungssystemen.

Daher sind die erheblichen Unterschiede, die in dieser Hinsicht etwa zwischen dem deutschen und britischen Entgeltregulierungssystem bestehen, zu berücksichtigen. Dennoch sind die Erfahrungen, die in Großbritannien zuletzt gewonnen wurden, auch für die Weiterentwicklung der deutschen Anreizregulierung von Interesse. So erscheint es lohnend, die Ergebnisse der Anreizregulierung in Deutschland zum Abschluss der ersten Regulierungsperiode durch die Bundesnetzagentur zu evaluieren und zur Weiterentwicklung des Instruments auch auf die gut dokumentierten Erfahrungen aus den jüngsten Untersuchungen in Großbritannien zurückzugreifen.

4.2.2.2 Berücksichtigung von Investitionen in der deutschen Anreizregulierung

344. Im Rahmen der deutschen Anreizregulierung in Form eines sog. Revenue Cap wird ein Erlöspfad für eine fünfjährige Regulierungsperiode ex ante festgelegt. Vor Beginn der Regulierungsperiode erfolgt dazu eine Prüfung der Kosten eines Netzbetreibers, aus denen die Erlösobergrenze individuell ermittelt wird. Ein Netzbetreiber kann dabei gemäß § 6 StromNEV und § 6 GasNEV unter anderem kalkulatorische Abschreibungen auf Investitionen geltend machen, sodass die Investitionskosten letztlich über eine Berücksichtigung der Abschreibungskosten in der Erlösobergrenze in die Netzentgelte eingepreist werden. § 11 ARegV bestimmt in diesem Zusammenhang, welchem Kostentyp die Ausgabe zuzuordnen ist, die entsprechend § 7 in Verbindung mit Anlage 1 ARegV in die zu bestimmende Erlösobergrenze eingeht.

345. Da jedwede Investition im Rahmen dieses typischen Verfahrens zur Anreizregulierung stets im Basisjahr vor einer Regulierungsperiode geplant und für die Regulierungsperiode genehmigt werden muss, könnte jedoch im Hinblick auf Investitionen, die im Laufe der Regulierungsperiode zusätzlich erfolgen, ein Timing-Problem bestehen. Insbesondere besteht die Gefahr, dass bestimmte Investitionen zu gering oder verzögert durchgeführt werden. In der deutschen Anreizregulierung begegnet man diesem Problem damit, dass auch während einer Regulierungsperiode Anträge auf Investitionen, in Form sog. Investitionsbudgets, genehmigt werden können.

346. Bei Investitionsbudgets handelt es sich um ein kostenbasiertes Regulierungselement innerhalb der Anreizregulierung. Ihre Anwendung ist in § 23 ARegV geregelt und auf bestimmte Formen von Investitionen begrenzt. Sie finden vor allem bei Investitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze Anwendung. Investitionsbudgets stellen gemäß § 11 Absatz 2 Nummer 6 ARegV nicht beeinflussbare Kostenbestandteile dar. Sie haben somit im Vergleich zu Regelinvestitionen den Vorteil, dass sie nicht durch den Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen gemäß § 16 ARegV abgeschmolzen werden.

347. Nach § 23 Absatz 1 Satz 1 und 2 ARegV sind Investitionsbudgets für Kapital- und Betriebskosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erforderlich sind, zu genehmigen, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. In § 23 Absatz 1 Satz 2 ARegV sind enumerativ bestimmte Investitionen als Regelbeispiele aufgeführt, bei denen davon auszugehen ist. Soweit eines dieser Regelbeispiele erfüllt ist, kann in der Regel von einer Genehmigungsfähigkeit des Investitionsbudgets dem Grunde nach ausgegangen werden. Für andere Investitionen ist zunächst zu klären, ob es sich bei dem beantragten Investitionsprojekt um eine Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestition handelt.[306] Ersatzinvestitionen sind grundsätzlich nicht als Investitionsbudget genehmigungsfähig.

348. Wird ein Investitionsbudget im Laufe einer Anreizregulierungsperiode genehmigt, dann erfolgt die Anpassung in den Erlösobergrenzen infolge der gestiegenen Kosten gemäß § 4 Absatz 3 Nummer 2 ARegV erst mit einem Zeitversatz von zwei Jahren. Dadurch entsteht dem Netzbetreiber ein Zinsverlust, da die Rückflüsse der Investition nicht sofort anfallen und der Netzbetreiber zunächst in Vorleistung gehen muss. Auf diese Weise sinkt der Kapitalwert der Investition. Um diesen Kapitalwertverlust auszugleichen, werden im Rahmen der Investitionsbudgetgenehmigung durch die Bundesnetzagentur die einzelnen jährlichen Kapital- und Betriebskosten auf den Zeitpunkt des Kapitalrückflusses aufgezinst.

349. Verteilnetzbetreibern ist nur im Einzelfall und unter besonderen Voraussetzungen, die in § 23 Absatz 6 Satz 1 ARegV formuliert sind, die Möglichkeit gegeben, Investitionsbudgets zu beantragen. Die Verordnung nennt als Voraussetzung z. B. die Integration von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Vorrangig müssen solche Investitionen jedoch im Rahmen des sog. Erweiterungsfaktors gemäß § 10 ARegV finanziert werden. Durch den Erweiterungsfaktor verändert sich die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers, sofern sich seine Versorgungsaufgabe ändert, die insbesondere anhand der Fläche des versorgten Gebietes, der Jahreshöchstlast und der Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen bzw. der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen nach der in Anlage 2 ARegV aufgeführten Formel berechnet wird.

4.2.2.3 Effektive Verzinsung von Netzinvestitionen in Deutschland

350. Die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber wird ganz wesentlich von der im Rahmen der Investition zu er-

306 Unter Erweiterungsinvestitionen versteht die Bundesnetzagentur Maßnahmen, die das bestehende Netz vergrößern. Die Vergrößerung umfasst sowohl die physikalische Netzlänge als auch Maßnahmen zur Schaffung von größerem Kapazitäts- bzw. Transportmengenvolumen. Unter Umstrukturierungsinvestitionen versteht die Bundesnetzagentur hingegen Maßnahmen, die der Netzbetreiber durchführt, um einer gesetzlichen Verpflichtung nachzukommen, sein bestehendes Netz an geänderte Anforderungen anzupassen.

warteten Verzinsung bestimmt. Optimale Investitionsanreize entstehen dann, wenn die nach Marktwerten bewerteten Investitionskosten mit einem risikoadäquaten Kapitalkostensatz entlohnt werden. Um den Netzbetreibern Anreize zu geben, Investitionen in das Netz durchzuführen, setzt die Bundesnetzagentur im Rahmen der Entgeltregulierung einen Zinssatz an, der dem Risiko des spezifischen Kapitaleinsatzes in dieser Branche entsprechen soll. Den Netzbetreibern ist auf diese Weise das Risiko zu vergüten, das ihnen entsteht, wenn sie ihr Kapital für Investitionen in die Netzinfrastruktur einsetzen.

351. Ob die im Rahmen der Entgeltregulierung erreichte Verzinsungsrate anreizadäquat ist, um eine möglichst optimale Investitionstätigkeit zu garantieren, hängt bei regulierten Unternehmen ganz wesentlich von der Ausgestaltung des Regulierungssystems ab. Letzteres hat unmittelbaren Einfluss auf die Renditeerwartungen, die Unternehmen mit einer Investition verbinden. Die Monopolkommission hat dazu einige wichtige Faktoren geprüft, um festzustellen, ob eine geeignete Verzinsung im Rahmen des bestehenden Regulierungssystems erreicht werden kann.

Nominale Verzinsungsrate und Eigenkapitalquote

352. Die nominale Verzinsung des eingesetzten Kapitals erfolgt im System der Anreizregulierung getrennt nach Eigen- und Fremdkapital. Im Vorfeld der ersten Anreizregulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur die nominale Zinsrate zur kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung festgelegt. Kernbestandteil eines in diesem Zusammenhang im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellten externen Gutachtens[307] war die Messung des systematischen Risikos[308] durch das Capital Asset Pricing Model (CAPM). Dabei handelt es sich um ein einfaches und typischerweise zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes in regulierten Industrien eingesetztes Modell des Kapitalmarktgeschehens, in welchem der Marktpreis des Risikos durch Erwartungswerte, Varianzen und Kovarianzen der Ertragsraten der Anlage bestimmt wird. Im Anschluss an die gutachterliche Bestimmung der risikoadäquaten Verzinsung hat die Bundesnetzagentur gemäß § 7 Absatz 6 StromNEV und § 7 Absatz 6 GasNEV den Zinssatz auf das eingesetzte Eigenkapital nach Gewerbe- und vor Körperschaftsteuer festgelegt.[309] Für Altanlagen beträgt dieser 7,59 Prozent, für Neuanlagen 9,29 Prozent.[310] Für alle Netzbetreiber von Strom- und Gasnetzen wird weiter von einem einheitlichen systematischen Risiko ausgegangen und es werden einheitliche Zinssätze gewählt.

353. Mit der Verzinsungsrate für das Eigenkapital wird tatsächlich stets nur das betriebsnotwendige Eigenkapital und damit ein bestimmter Anteil des insgesamt eingesetzten Kapitals verzinst. Das betriebsnotwendige Eigenkapital berechnet sich gemäß § 7 Absatz 1 Satz 2 StromNEV/ § 7 Absatz 1 Satz 2 GasNEV. In Relation zum betriebsnotwendigen Vermögen, das sich aus der Summe der Werte nach Satz 2 Nummer 1 bis 4 errechnet, ergibt sich die sog. Eigenkapitalquote, die gemäß Satz 5 nicht höher als 40 Prozent liegen darf. Eigenkapital, welches diese Grenze überschreitet, wird wie Fremdkapital verzinst. Für das Fremdkapital werden indes gemäß § 5 Absatz 2 StromNEV/§ 5 Absatz 2 GasNEV die tatsächlich entstehenden Fremdkapitalkosten angesetzt, sofern diese ein kapitalmarktübliches Zinsniveau nicht überschreiten.

354. Durch die Berücksichtigung der Eigenkapitalquote im Basisjahr der Anreizregulierung können die regulierten Unternehmen im Laufe der Regulierungsperiode einen Hebeleffekt (Leverage) nutzen, um ihre Eigenkapitalverzinsung nominal zu verbessern. Ursache dafür ist die Abhängigkeit der vom Regulierungssystem gewährten Gesamtkapitalrendite von der Eigenkapitalquote. Da der Eigenkapitalzinssatz üblicherweise den Fremdkapitalzins übersteigt, haben die Unternehmen einen Anreiz, zu Beginn der Regulierungsperiode die höchste zulässige Eigenkapitalquote von 40 Prozent zu erreichen, um die maximal zugestandene Gesamtkapitalrendite auszuschöpfen.

Senkt ein Netzbetreiber im Laufe der Regulierungsperiode seine Eigenkapitalquote z. B. von 40 Prozent auf 20 Prozent und unterstellt man z. B. einen fiktiven Fremdkapitalzins, der dem halben Eigenkapitalzins entspricht, so erhöht sich faktisch die Eigenkapitalverzinsung auf 11,39 Prozent (Altanlagen) bzw. 13,94 Prozent (Neuanlagen). Um in der folgenden Regulierungsperiode wieder die maximale Gesamtkapitalrendite ausschöpfen zu können, muss der Netzbetreiber jedoch im folgenden Basisjahr erneut eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent aufweisen. Tatsächlich erreichen derzeit ca. 87 Prozent der Gas- und 92 Prozent der Stromnetzbetreiber Eigenkapitalquoten von mindestens 40 Prozent.[311]

[307] Vgl. Frontier Economics, Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Juni 2008.

[308] Bei der Festsetzung einer Verzinsungsrate wird idealerweise auf das sog. systematische Risiko abgestellt, womit solche Risikofaktoren der regulierten Branche gemeint sind, welche mit dem Marktrisiko korrelieren. Unsystematische Risikokomponenten gleichen sich hingegen innerhalb einer Branche aus, ein Investor kann diese durch Diversifizierung somit vollständig eliminieren. Unsystematische Risiken erfordern deshalb keine besondere Verzinsung, um einen ausreichenden Kapitalfluss für Investitionen zu gewährleisten.

[309] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 7. Juli 2008, BK4-08-068, S. 42 f.

[310] Der Zinssatz für Neuanlagen setzt sich dabei wie folgt zusammen: 4,23 Prozent risikoloser Grundbetrag (durchschnittliche Umlaufrendite der letzten zehn Jahre festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten) + 3,59 Prozent Wagniszuschlag (Marktrisikoprämie in Höhe von 4,55 Prozent multipliziert mit dem Risikofaktor in Höhe von 0,79) = 7,82 Prozent Eigenkapitalsatz nach Steuern + 1,47 Prozent Steuerfaktor (Umrechnung des Eigenkapitalsatzes 7,82 Prozent nach Steuern auf vor Steuern) = 9,29 Prozent vor Steuern. Im Vergleich zur gewöhnlichen Kalkulation einer risikoadäquaten Verzinsung findet bei Energienetzbetreibern ein geringerer Steuerfaktor Anwendung. Bei Netzbetreibern werden nur die Körperschaftsteuer und der Solidaritätszuschlag berücksichtigt, während die Ertragsteuern, also die Gewerbesteuer, hier nicht in die Kalkulation eingehen. Der Grund für die Nichtberücksichtigung der Gewerbesteuer liegt darin, dass die Gewerbesteuer gemäß § 8 StromNEV bzw. § 8 GasNEV bei der Ermittlung der Netzentgelte als kalkulatorische Kostenposition anzuerkennen und nicht zusätzlich bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung zu berücksichtigen ist.

[311] Angaben der Bundesnetzagentur.

Feststellung der Kostenbasis durch die Bundesnetzagentur im Rahmen des Genehmigungsverfahrens

355. Netzbetreiber haben die Monopolkommission darauf hingewiesen, dass die nominal festgelegten Eigenkapitalzinssätze tatsächlich nicht erreichbar seien und sich alleine aus diesem Grunde erhebliche Investitionshemmnisse einstellen würden. Ein wichtiger Grund dafür sei, dass die Bundesnetzagentur sehr restriktiv mit der Anerkennung von Investitionskosten im Rahmen beantragter Investitionsbudgets umgehe. Dabei liege das Ziel der Behörde einseitig auf der Senkung der Netzentgelte und vernachlässige andere Faktoren. Eine Nichtanerkennung tatsächlich entstehender Kosten führe dazu, dass die Verzinsung des eingesetzten Kapitals faktisch sinke. Das Risiko einer Nichtanerkennung wirke daher investitionshemmend.

356. Ein erhebliches Problem sehen Netzbetreiber insbesondere im Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen, um den die Bundesnetzagentur beantragte Investitionsbudgets kürzt. Die Bundesnetzagentur nimmt diesen Abschlag deshalb vor, weil im Rahmen der Investitionsbudgets beantragte Erweiterungsinvestitionen teilweise Kosten decken, die ohnehin im Rahmen von Ersatzinvestitionen angefallen wären. Da die Kosten für Ersatzinvestitionen jedoch bereits als regelmäßige periodische Investitionen in der Erlösobergrenze enthalten sind, bereinigt die Bundesnetzagentur das Investitionsbudget um den sog. Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen. Dieser Abschlag wird immer dann in Abzug gebracht, wenn der Netzbetreiber, der das Investitionsbudget beantragt, im Betrachtungsjahr weniger in Erweiterungsinvestitionen investiert, als ihm Abschreibungen in der Erlösobergrenze zur Verfügung stehen.

357. Nach Auffassung vieler Netzbetreiber handelt es sich bei dem Abschlag um eine Kürzung der Investitionsrendite durch die Bundesnetzagentur. Der Abschlag bestrafe zudem Innovationstätigkeit, da er Erweiterungsinvestitionen im Vergleich zu reinen Ersatzinvestitionen schlechter stelle. Die Netzbetreiber haben gegen die Bereinigung um den Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf geklagt und sind in ihrer Rechtsauffassung zunächst bestätigt worden.[312] Das Oberlandesgericht sieht für den Abschlag keine Rechtsgrundlage gegeben. Die Bundesnetzagentur hat jedoch Revision beim Bundesgerichtshof eingelegt, sodass eine abschließende Entscheidung über die weitere Anwendbarkeit des Abschlags noch nicht gefallen ist.

358. Neben dem Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen kritisieren Netzbetreiber auch die nach der Anpassung der Anreizregulierungsverordnung nicht mehr mögliche Anerkennung von Plankosten und einmaligen Sonderkosten (etwa für die Umsetzung von Unbundling-Vorgaben). Insgesamt würden Spielräume zur Anerkennung von Kosten von der Bundesnetzagentur restriktiv ausgelegt. Begrüßt wurde allerdings die mit der Änderung der Anreizregulierungsverordnung geschaffene Möglichkeit der Anerkennung volatiler Kostenanteile, etwa Kosten der Anpassung von Verdichterstationen einer neuen Gasleitung infolge der eigentlichen Investition.

[312] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 8. Dezember 2010, VI-3 Kart 237/09.

4.2.2.4 Fazit

359. Die effektive Verzinsung von Investitionen im geltenden System der Anreizregulierung wird durch eine Vielzahl unterschiedlicher Faktoren bestimmt, die jeweils vor der ersten Anreizregulierungsperiode festgelegt wurden. Die ersten Erfahrungen mit dem neuen Entgeltregulierungsinstrument legen nahe, die Wirkungsmechanismen in Teilen für die folgende Anreizregulierungsperiode einer Überprüfung zu unterziehen.

360. Unter den verschiedenen Einflussfaktoren auf die Investitionsverzinsung erscheint der Monopolkommission die dargestellte Ermittlung der nominalen Eigenkapitalzinssätze im Grundsatz geeignet, um ein ausreichendes Investitionsniveau für die Strom- und Gasversorgungsnetze sicherzustellen. Der bei der Anwendung des CAPM zugrunde gelegte Risikofaktor liegt zwar deutlich unter dem allgemeinen Unternehmensrisikofaktor von „1“. Dies erscheint jedoch plausibel, da der Netzbetreiber letztlich alle seine berechtigten Kosten über das Netzentgelt weitergeben kann und ihm auch das Mengenrisiko im Rahmen der Erlösobergrenzenregulierung genommen wird.

361. In den bestehenden Regelungen zur Feststellung der Eigenkapitalquote sieht die Monopolkommission Möglichkeiten für die Netzbetreiber gegeben, im Laufe der Regulierungsperiode bei Neuinvestitionen durch Hebeleffekte erheblich höhere nominale Zinssätze zu realisieren. Fragwürdig sind indes die Anreize, die dieses System bietet, um eine optimale Kapitalstruktur der Netzbetreiber zu bewirken. Durch die Messung der Eigenkapitalquote vor einer Regulierungsperiode setzt die Entgeltregulierung derzeit Anreize für die Netzbetreiber, im Basisjahr nach Möglichkeit eine Eigenkapitalquote von mindestens 40 Prozent zu erreichen, um die höchstmögliche Gesamtkapitalrendite zu erzielen. Diese Kapitalstruktur ist jedoch weder zwingend effizient, noch finden sich diesen Vorgaben entsprechende Anreize in nicht regulierten Branchen. Auch der Regulierungsaufwand und Schwierigkeiten bei der Erhebung der korrekten Eigenkapitalquote im bestehenden Regulierungssystem sprechen eher dagegen, dass sich durch die Ermittlung individueller Eigenkapitalquoten überhaupt sinnvolle Lenkungswirkungen erzielen lassen. Die Monopolkommission schlägt deshalb vor, die Ermittlung der individuellen Eigenkapitalquote in der Stromnetzentgeltverordnung und in der Gasnetzentgeltverordnung zu ändern und stattdessen eine fixe kalkulatorische Eigenkapitalquote von z. B. 40 Prozent vorzusehen. In der Folge bezöge sich die Regulierung faktisch auf die Gesamtkapitalrendite, wodurch die Netzbetreiber ihre Kapitalstruktur individuell optimal wählen könnten.[313]

362. Unter einer Vielzahl weiterer Einflussfaktoren, welche die tatsächliche Kapitalverzinsung tangieren,

[313] Aus den gleichen Gründen tritt die Monopolkommission auch im Bahnsektor für die Berechnung einer Gesamtkapitalverzinsung ein; vgl. Monopolkommission, Bahn 2011: Wettbewerbspolitik unter Zugzwang, Sondergutachten 60, Bonn 2011, Tz. 139.

sieht die Monopolkommission ein wichtiges Problem in der Anerkennung der Kostenbasis. Einerseits erkennt sie die Notwendigkeit an, dass die Bundesnetzagentur die Genehmigung von Erweiterungsinvestitionen auf ihre Rechtskonformität und Effizienz hin prüft. Andererseits ergibt sich gerade aus diesem behördlichen Spielraum die Gefahr einer möglichen Gewinnabschöpfung, welche dem Konzept der Anreizregulierung – durch die das regulierte Unternehmen durch effiziente Unternehmensführung erzielte Effizienzrenten zunächst behalten soll – grundlegend entgegensteht.

363. Der wichtigste Abschlag betrifft den Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen. Der theoretisch optimale Weg, bei den als Investitionsbudget beantragten Projekten einen Ersatzanteil individuell zu ermitteln, zu quantifizieren und abzuziehen ist in den seltensten Fällen sinnvoll durchführbar, da für den Netzbetreiber praktisch kein Anreiz besteht, den Wegfall von Anlagen zutreffend darzustellen. Während die Ansetzung des Betrags zur Vermeidung von Doppelanerkennungen allerdings zu Unterinvestitionen führt, hat sein Wegfall umgekehrt Überinvestitionen zur Folge, da bestimmte Teile einer Investition doppelt vergütet werden. Kurzfristig könnte ein Kompromiss deshalb darin liegen, stets den halben Betrag in Ansatz zu bringen. Für die Anrechnung dieses Betrags sollte daher eine explizite Regelung in die Anreizregulierung aufgenommen werden.

364. Langfristig sieht die Monopolkommission die Notwendigkeit, über grundsätzliche Veränderungen der Berücksichtigungsmöglichkeit von Investitionen im Rahmen der Entgeltregulierung nachzudenken. Ein denkbarer Ansatz könnte nach Auffassung der Monopolkommission darin liegen, grundsätzlich großzügigere Anerkennungsmöglichkeiten für Investitionsbudgets im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung vorzusehen, etwa indem das Genehmigungsverfahren im Hinblick auf mögliche Abschläge stärker standardisiert wird und Abschlagsmöglichkeiten in der Anreizregulierungsverordnung enumerativ eingegrenzt werden. Im Gegenzug könnte der Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen auf Kosten aus Investitionsbudgets, die vor der gerade laufenden Regulierungsperiode genehmigt wurden, erweitert werden. Ziel dieser Vorgehensweise wäre es, die Erlöse aus einer Erweiterungsinvestition weniger von der Anerkennung von Kosten im Genehmigungsverfahren als vielmehr von der erzielten Effizienz des Netzbetreibers abhängig zu machen. Da diese Veränderung des Regulierungssystems jedoch weitreichende Wirkungen auf Investitionsanreize und auf das systematische Risiko des Netzbetreibers entfaltet, bietet es sich nach Auffassung der Monopolkommission an, die Wirkungen eines solchen Vorgehens im Zusammenhang mit einer grundsätzlichen Evaluation der Anreizregulierung vor einer neuen Regulierungsperiode zu prüfen.

4.3 Netzausbau

4.3.1 Effizienz und Alternativen eines Ausbaus der Strom- und Gasversorgungsnetze

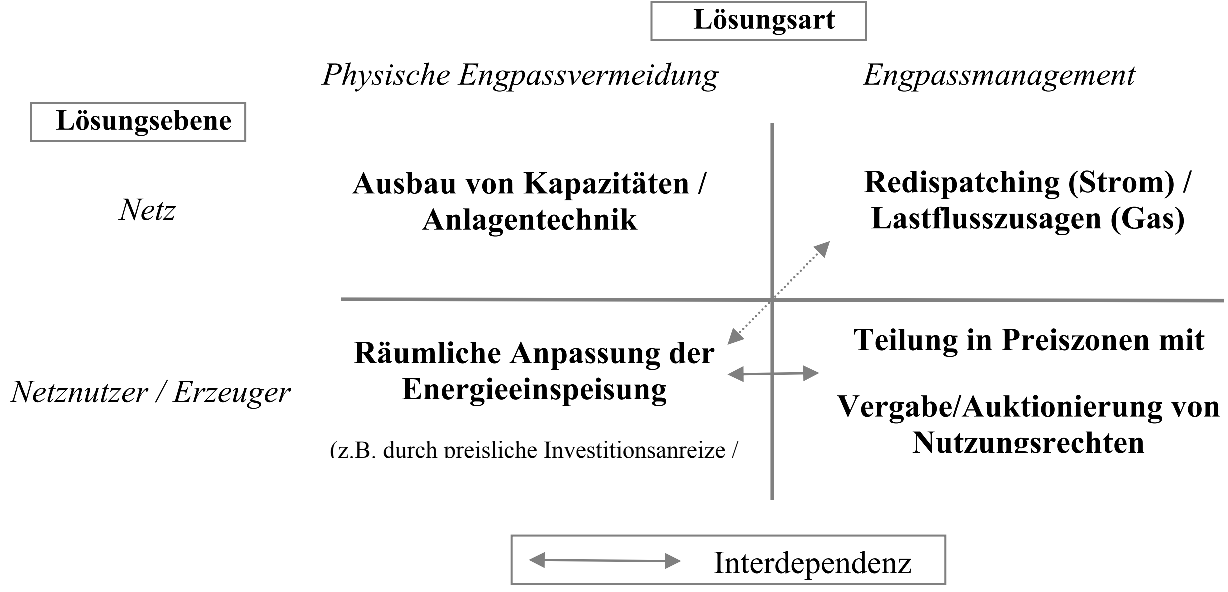
365. In Deutschland und in anderen europäischen Staaten ist der Bedarf für den Ausbau der bestehenden Strom- und Gasversorgungsnetze in Abhängigkeit von den sich ändernden Angebots- und Nachfragefaktoren zu betrachten. Konkret wird dabei im Hinblick auf die Stromversorgungsnetze vor allem in Verbindung mit der wachsenden Bedeutung erneuerbarer Energien für die Stromversorgung in Deutschland ein Ausbaubedarf identifiziert. Im Gassektor leitet sich der Bedarf zum Ausbau der Netze hingegen aus den Zielen einer Integration der deutschen und europäischen Marktgebiete und der Schaffung von wettbewerblichen Wahlmöglichkeiten auf der Angebotsseite ab.

366. Der Ausbau einzelner Teilnetze stellt aus ökonomischer Sicht eine mögliche Lösungsmöglichkeit eines Engpassproblems dar, das dann vorliegt, wenn das gegebene Angebot von Leitungskapazität mit der Nachfrage nicht übereinstimmt. In der öffentlichen Diskussion wird der Netzausbau zur Beseitigung von Engpässen in diesem Zusammenhang zuweilen als eine alternativlose Option dargestellt, um zukünftig die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden. Um mit vorhandenen oder zukünftigen Engpässen in den Strom- und Gasnetzen umzugehen, steht jedoch faktisch in vielen Fällen eine Reihe verschiedener Möglichkeiten zur Verfügung (vgl. Abbildung 4.5):

- Die Behebung des Engpasses durch den Ausbau der Netze stellt insbesondere im Stromsektor mit Blick auf die bevorzugte Einspeisung erneuerbarer Energien eine häufig diskutierte Lösung dar. Veränderungen ergeben sich hier insbesondere durch den dezentralen Netzanschluss und durch die teilweise meteorologisch bedingte regional asymmetrische Einspeisung. Dabei ist der Begriff Ausbaubedarf nicht unbedingt mit der Erhöhung von Übertragungskapazität gleichzusetzen, sondern der Abbau des Engpasses kann manchmal effizienter mit einer intelligenteren Nutzung der bestehenden Kapazitäten durch neue Anlagentechnik (z. B. Smart Grids) erreicht werden. Gleichsam sind in den Terminus „Netzausbau“ auch herkömmliche Netzoptimierungsmaßnahmen (wie beispielsweise auf dem Strommarkt die Erweiterung von Schaltanlagen, der Bau neuer Transformatoren oder die Umstellung bestimmter Stromkreise auf eine andere Spannungsebene) integriert.
- Neben dem physischen Ausbau der Kapazitäten kann ein Netzengpassproblem im Strom- und im Gassektor in vielen Fällen auch auf der Seite der Erzeuger durch Bewirtschaftung des Engpasses gelöst werden. Voraussetzung dafür ist, dass der Engpass als Folge reiner Preiseffekte auftritt. In solchen Fällen ist auf beiden Seiten des Engpasses zwar theoretisch genug Erzeugungs- bzw. Einspeisekapazität vorhanden, die unterschiedlichen Grenzkosten eines bestimmten Ortes der Stromerzeugung oder Gaseinspeisung führen jedoch dazu, dass Einspeisung und Erzeugung räumlich auseinanderfallen und es zur Engpasssituation kommt. In diesen Fällen ist die Versorgungssicherheit physisch nicht gefährdet, sodass anstelle eines Ausbaus auch eine Bewirtschaftung des Engpasses stattfinden könnte. Auf der Seite der Übertragungsnetzbetreiber im Stromsektor fallen hierunter insbesondere Redis-

Abbildung 4.5

Möglichkeiten des Umgangs mit kapazitätsbedingten Engpässen



Quelle: Eigene Darstellung

patching- Maßnahmen im Rahmen einer einheitlichen Preis- bzw. Regelzone, während Fernleitungsnetzbetreiber Gasflussverschiebungen zur Engpassvermeidung vor allem durch Lastflusszusagen erreichen. Alternativ zur Bewirtschaftung durch die Netzbetreiber besteht die Möglichkeit, Netzengpässe durch die Bildung mehrerer Preis- bzw. Regelzonen und mittels Vergabe oder Auktionierung von Kapazitätsrechten auf die Netznutzerseite zu verlagern.[314]

– Insbesondere im Stromsektor lassen sich schließlich planbare Engpässe auch nachfrageseitig dadurch vermeiden, dass die Anreize zum Ausbau von Erzeugungskapazitäten so verändert werden, dass es zu einer Reduzierung der Übertragungswege und damit gleichfalls zur Reduzierung der Anforderung an den Kapazitätsbedarf kommt.

367. Hinsichtlich der verschiedenen Lösungswege des Engpassproblems sollten verschiedene Interdependenzen der Lösungswege nicht außer Acht gelassen werden. Dabei ist vor allem von Bedeutung, ob durch die physischen Maßnahmen zur Engpassvermeidung auch Anreize geschaffen werden, z. B. Investitionen in Erzeugungskapazitäten oder Speichertechnologien (Gasspeicher, Pumpspeicherkraftwerke) an die bestehende Netzinfrastruktur optimal anzupassen.

368. Zunächst ist festzustellen, dass durch den physischen Ausbau des Versorgungsnetzes keine Anreize zur räumlichen Anpassung der Energieeinspeisung bestehen. Da innerhalb einheitlicher Preisgebiete im Strom- und Gassektor kein Netznutzungsentgelt abhängig von der Transportdistanz erhoben wird, bietet der Netzzugang unabhängig von einem eventuellen Ausbau der Kapazitäten keinerlei Anreize zur effizienten Nutzung derselben.

369. Im Falle von kostenbasierten Redispatching-Maßnahmen im Strom- und Lastflusszusagen im Gassektor werden die Kosten der Engpassbewirtschaftung auf alle Netznutzer umgelegt. Daher stellt sich hier trotz eines vorhandenen Engpasses für das gesamte Netz ein einheitlicher Preis ein, obwohl in einer temporären Engpasssituation die Grenzkosten der Energieeinspeisung nicht überall identisch sind. Preisunterschiede zwischen den Regionen werden daher verschleiert, sodass sich auch hier letztlich kaum Anreize zur Engpassbeseitigung ergeben.

370. Ein Lenkungseffekt auf der Erzeugungs- bzw. der Einspeiseebene ergibt sich bei der Trennung der Gebiete auf beiden Seiten des Engpasses in verschiedenen Preis- bzw. Regelzonen. In dieser Situation stellen sich in Gebieten mit einem relativ knappen Strom- oder Gasangebot höhere Preise ein. Der Preis kann daher Anreize setzen, auf der höherpreisigen Seite die Erzeugung bzw. Einspeisung auszuweiten und die Nachfrage zu verringern und vice versa. Der sich dadurch einstellende Preis-Spread stellt zudem eine wichtige Information über die Erheblichkeit des Engpasses dar und kann somit als Anhaltspunkt für die Relevanz zusätzlicher Netzinvestitionen genutzt werden.

371. Die Monopolkommission weist darauf hin, dass für die Behebung bestehender und neu auftretender Engpässe in vielen Fällen unterschiedliche Möglichkeiten bestehen, um das Engpassproblem zu lösen. Der Netzaus-

[314] Die Möglichkeiten zur Engpassbewirtschaftung werden ausführlich in Abschnitt 4.1.1.3 diskutiert.

bau stellt daher eine Möglichkeit zur Engpassbehebung dar, die jedoch alleine auf die Netzebene zielt und mögliche Effizienzreserven durch eine Engpassvermeidung auf den vorgelagerten Ebenen unberücksichtigt lässt. Sie kann, muss aber nicht in jedem Fall effizient sein. Verschiedene Optionen der Lösung von Kapazitätsengpässen sollten daher im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse gegeneinander abgewogen werden, bevor man sich für den Netzausbau entscheidet.

4.3.2 Stromnetze und erneuerbare Energien

372. Im Stromsektor stellt der massive Ausbau volatiler und dezentraler erneuerbarer Energieträger neue Herausforderungen an das deutsche Stromnetz. Im Jahr 2009 wurden Stromerzeugungsanlagen mit rund 1 100 MW Nettonennleistung[315] auf Verteilnetzebene aufgegeben. Dabei betraf die Aufgabe von Stromerzeugungsanlagen auf Verteilnetzebene insbesondere Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Erdgas und Braunkohle mit insgesamt 620 MW Nettonennleistung. Bei den Übertragungsnetzbetreibern gab es keine Stilllegungen. Allerdings wurden im gleichen Zeitraum Erzeugungsanlagen von rund 9 600 MW überwiegend auf Basis erneuerbare Energieträger (insbesondere Wind und Solarkraftanlagen mit einer gemeinsamen Nettonennleistung von rund 6 600 MW) an die Übertragungs- und Verteilnetze angeschlossen. Hieraus ergibt sich ein Zuwachs an gesamter installierter Leistung um 8 500 MW von 144 200 MW (Stand: 31. Dezember 2008) auf 152 700 MW (Stand: 31. Dezember 2009).[316]

373. Die neuen Anforderungen an das Stromnetz haben zu der Zielsetzung eines „Smart Grid“ geführt. Smart Grid, also „intelligentes (Strom-)Netz“, wird in keiner einheitlichen Definition gebraucht. Fasst man den Begriff eng, dann zeichnet sich ein Smart Grid durch den Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien aus. Man versteht hierunter z. B. Prognosesysteme, smarte Haushaltsgeräte und intelligente Stromzähler („Smart Home“). Fasst man den Begriff indes weiter und bezieht alle Wertschöpfungsstufen mit ein, dann beschreibt Smart Grid den Bau neuer (leistungsfähigerer) Netze, verbunden mit einer intelligenten Vernetzung von Kraftwerks-, Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten und Nachfragern.

Für die Wettbewerbssituation erhofft man sich durch ein Smart Grid eine größere Preissensibilität der Nachfrager, verbunden mit einer Glättung der (teuren) Lastspitzen (Lastflussmanagement). Hohe Investitionen sind vor allem bei den Netzbetreibern zu erwarten sowie im Bereich der dezentralen Energieerzeugung. Das neue dezentralisierte Stromsystem soll mit Informations- und Kommunikationsstrukturen hinterlegt werden. So soll die Möglichkeit geschaffen werden, steuernd auf das Angebots- und Nachfrageverhalten Einfluss zu nehmen. In der Zukunft sollen erneuerbare Energien die Hauptsäule des Stromsystems bilden. Dieser Veränderung sollen sich alle anderen Angebotsoptionen und zu einem gewissen Teil auch die Nachfrage anzupassen.

4.3.2.1 Stromnetzausbau in Deutschland

374. Die zweite Netzstudie der Deutschen Energie-Agentur „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 bis 2020 mit Ausblick auf 2025“ („dena-Netzstudie II“)[317] hat in diesem Zusammenhang einen Zubaubedarf von bis zu 3 600 km[318] Trassenlänge ermittelt. Die Kosten hierfür sollen pro Jahr 0,946 Mrd. Euro[319] betragen. Ziel der Studie war, geeignete Systemlösungen für das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem (bis 2020 mit Ausblick 2025) zu untersuchen, um einen Stromeinspeiseanteil von 39 Prozent aus erneuerbaren Energien in das deutsche Übertragungsnetz – bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Berücksichtigung der Auswirkungen des liberalisierten europäischen Energiemarktes – sicherstellen zu können.

375. Eine mittelfristige Abschätzung der aufgrund der Stromeinspeisung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ausgelösten Anschlusskosten können die bei der Bundesnetzagentur bisher vorliegenden Investitionsbudgets liefern. Die Anschlusskosten für die bislang geplanten 64 Offshore-Windparks in der Nordsee (wovon sieben bereits von den Planungsbehörden genehmigt wurden) mit einer Gesamtleistung von 25 661 MW liegen nach Angaben der Bundesnetzagentur gegenüber der Monopolkommission bei ca. 34 Mrd. Euro. Für die in der Ostsee geplanten Projekte ist anhand der bisher vorliegenden Informationen zumindest mit Anschlusskosten in Höhe von ca. 275 Mio. Euro zu rechnen. Bei sonstigen EEG-

[315] Die Nettonennleistung bezeichnet die abgegebene Leistung an das Versorgungssystem. Sie ergibt sich aus der Bruttoleistung nach Abzug der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebs. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, Glossar Elektrizität, S. 292.

[316] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 10 ff.

[317] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH, dena-Netzstudie II, Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 bis 2020 mit Ausblick auf 2025, Berlin, November 2010, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF [Abruf: 16. Mai 2011]. Bereits im Frühjahr 2005 wurde die Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland” (sog. dena-Netzstudie I) veröffentlicht. Die dena-Netzstudie I untersuchte den notwendigen Ausbau der Stromübertragungsnetze für die Nutzung von 20 Prozent erneuerbarer Stromerzeugung bis zum Jahr 2015. Als Ergebnis wurden trassenkonkrete Netzverstärkungsmaßnahmen und ein Ausbaubedarf von 850 km neuen Leitungstrassen bis 2015 im deutschen Übertragungsnetz ermittelt. Die gemäß der dena-Netzstudie I benötigten Trassen sind in das Energieleitungsausbaugesetz 2009 als vordringlich umzusetzende Vorhaben eingeflossen.

[318] In der Studie wurden unterschiedliche Szenarien gewählt. Die 3 600 km Netzausbaubedarf beziehen sich auf den Zeitraum bis 2020 ohne den Einsatz von Speichern.

[319] Die wirtschaftliche Bewertung der untersuchten Varianten einschließlich der weiteren Sensitivitätsvarianten schließt neben den Investitionskosten auch Kosten zur Blindleistungskompensation, Betriebs- und Netzverlustkosten sowie die Anschlusskosten für die Offshore-Windparks mit ein. Die Kosten werden als Annuitäten angegeben. Die Umrechnung von Investitionskosten auf Jahre erfolgt auf Basis der in der Stromnetzentgeltverordnung angegebenen typischen Nutzungsdauern.

bedingten Maßnahmen sind von den bisher genehmigten Investitionsbudgets etwa 473 Mio. Euro beantragt worden. Von den bisher noch nicht abgeschlossenen Investitionsbudgets ist ein Volumen von ca. 734 Mio. Euro beantragt. Wenn man allerdings die zum aktuellen Stand bereits negativ entschiedenen Investitionsbudgets berücksichtigt, dann verbleibt nach Angaben der Bundesnetzagentur noch ein Volumen von ca. 665 Mio. Euro.

376. Hinsichtlich konkreter Maßnahmen zum Netzausbau verpflichtet das dritte Energiebinnenmarktpaket die Übertragungsnetzbetreiber dazu, der Regulierungsbehörde jedes Jahr nach Konsultation aller einschlägigen Interessenträger einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan[320] zum Ausbau der Infrastruktur vorzulegen, der von der Regulierungsbehörde überprüft, überwacht und evaluiert wird. Ziel ist ein koordinierter Netzbetrieb und Netzausbau zwischen Netzbetreibern.[321] Der Netzentwicklungsplan enthält Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Versorgungssicherheit. Er soll sich auf die derzeitige Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützen. Mithilfe des zehnjährigen Netzentwicklungsplans sollen Marktteilnehmern Angaben hinsichtlich des Investitionsbedarfs geliefert werden. Überdies sollen alle bereits beschlossenen Investitionen aufgelistet und es soll ein Zeitplan für alle Investitionsprojekte vorgegeben werden.[322]

377. Für den Netzausbau stehen zwei Möglichkeiten zur Auswahl: die traditionelle Überlandleitung und die modernen, unterirdisch verlegten Erdkabel. Elektrische Leitungen müssen gegenüber ihrer Umgebung isoliert werden. Bei Freilandleitungen erfolgt die Isolation durch die Luft; lediglich dort, wo die Leitungen am Mast befestigt sind, kommen mechanische Isolatoren, beispielsweise aus Kunststoff zum Einsatz. Bei unterirdisch verlegten Stromleitungen dagegen muss die Spannung auf wenigen Zentimetern zwischen dem Leiter und dem geerdeten Außenmantel abgebaut werden. Dies erfolgt in der Regel durch vernetztes Polyethylen (man spricht von sog. VPE-Erdkabeln). Im Mittel- und Niederspannungsbereich ist die Erdverkabelung heute bereits die Regel, nicht so jedoch im Höchstspannungsbereich. Je nach lokalen Gegebenheiten ist eine Erdverkabelung – gemäß Branchenangaben gegenüber der Monopolkommission – vier- bis zehnmal so teuer wie eine Freilandleitung. Die Kosten für die Erdverkabelung variieren deshalb so stark, weil sie in erheblichem Maße von der Beschaffenheit des Untergrundes abhängen, in dem das Kabel verlegt werden soll. Als problematisch gelten bei dieser Technik lange und aufwendige Bau- und Reparaturzeiten sowie das große Gewicht der Verbindungsstücke der einzelnen Kabelabschnitte, was den Kabel-Transport erschwert. Indes sind Erdkabel gegenüber Freileitungen weniger anfällig gegenüber Witterungseinflüssen. Für die Erdverkabelung sprechen überdies Bürgerproteste gegen Überland-Strommasten; von einer Teilverkabelung des Übertragungsnetzes erhofft man sich insoweit eine Beschleunigung des Netzausbaus.

378. Im Mai 2009 wurde das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)[323] verabschiedet, das die Planungs- und Genehmigungsverfahren für insgesamt 24 als vordringlich erachtete Leitungsbauvorhaben im Höchstspannungsbereich beschleunigen soll. Das Gesetz sieht hierbei auch vor, dass die Netzbetreiber auf vier Pilottrassen den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz als Pilotvorhaben testen (§ 2 Absatz 1 EnLAG). Gemäß § 2 Absatz 4 EnLAG ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber die Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln, die im Übertragungsnetz des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers in einem Kalenderjahr anfallen. Diese Mehrkosten sind pauschal auf Grundlage von Standardkostenansätzen im Vergleich zu einer Freileitung auf derselben Trasse zu ermitteln. Die ermittelten Mehrkosten aller Übertragungsnetzbetreiber für Erdkabel werden addiert und anteilig auf alle Übertragungsnetzbetreiber rechnerisch umgelegt. Auf dieser Basis sollen die Voraussetzungen für den Einstieg in die Erdverkabelung auf der höchsten Stromspannungsebene geschaffen werden.

379. Inwieweit das Energieleitungsausbaugesetz eine Beschleunigung des Planungs- und Genehmigungsverfahrens erzielt, kann aufgrund der kurzen Zeit seit Inkrafttreten noch nicht abschließend beurteilt werden. Nach Angaben der Bundesnetzagentur gegenüber der Monopolkommission sind bei vielen der insgesamt 24 EnLAG-Projekte allerdings Verzögerungen in der Inbetriebnahme absehbar, sodass das jeweils vorgesehene Inbetriebnahmejahr teilweise sogar um mehrere Jahre überschritten werden wird. Konkret bestehen für jedes dritte EnLAG-Projekt Probleme mit verzögernder Wirkung. Daher ist bereits heute zu erwarten, dass bei mindestens sieben EnLAG-Projekten der ursprüngliche Termin für die Inbetriebnahme vollständig oder zumindest in Teilabschnitten nicht eingehalten werden kann. Bezogen auf die vier Pilotprojekte zum Testen der Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene ist durch die Vorgaben des Energieleitungsausbaugesetzes somit zunächst eher eine Verzögerung statt einer Beschleunigung festzustellen; dies liege, so die Bundesnetzagentur, an den erforderlichen Um- und Neuplanungen in den Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren.

380. Eine weitere Maßnahme mit dem Ziel der Beschleunigung des Ausbaus der Netzinfrastruktur ist das

[320] Vgl. Artikel 22 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG („Stromrichtlinie“), ABl. EU Nummer L 211 vom 14. August 2009, S. 55. Die europäischen Vorgaben wurden mit der Einführung der §§ 12a-g EnWG umgesetzt.

[321] Bei den Netzentwicklungsplänen sind Strom- und Gasnetze gleichermaßen angesprochen. Vgl. auch BMWi, Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011, 27. Oktober 2010, S. 6, http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-enwg-novelle,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de, rwb=true.pdf [Abruf: 19. Mai 2011].

[322] Vgl. Artikel 22 Absatz 2 RL 2009/72/EG.

[323] Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen vom 21. August 2009, BGBl. I S. 2870; geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 7. März 2011, BGBl. I S. 338.

Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG).[324] Dieses Gesetz gilt nur für die Errichtung oder Änderung von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen, die in einem Gesetz über den Bundesbedarfsplan nach § 12e Absatz 4 Satz 1 EnWG als solche gekennzeichnet sind. Inhalt ist, aufgrund des bundesweit nötigen Netzausbaus die unterschiedlichen Genehmigungsverfahren auf Länderebene abzuschaffen. Zukünftig wird es nun eine Bundesfachplanung geben. Diese wird von der Bundesnetzagentur in Abstimmung mit den betroffenen Ländern durchgeführt. Das Ergebnis der Bundesfachplanung ist der Bundesnetzplan, worin notwendige Trassenkorridore bundesweit ausgewiesen und für den Bau von Höchstspannungsleitungen reserviert werden. Eine frühzeitige Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung wird gewährleistet. Ferner wird ein finanzieller Ausgleichsmechanismus für Gemeinden für den Fall einer Beeinträchtigung des Gemeinwohls implementiert. Darüber hinaus wird die Sammelanbindung von Offshore-Windparks gesetzlich verankert und ein Offshore-Netzplan soll die optimale Koordination des Offshore-Ausbaus sichern (§ 17 Absatz 2a EnWG). Nach dem Vorbild des Baugesetzbuches können die Behörden zu ihrer Entlastung private Projektmanager bei formalisierten Vorgängen einschalten und bisher differierende Genehmigungsverfahren für Freileitungen und Erdkabel auf der 110-kV-Ebene können vereinheitlicht werden. Aufgrund der Tatsache, dass der Bundesnetzagentur eine neue Aufgabe übertragen wird, soll für die Durchführung der komplexen Planungsverfahren Personal in ausreichender Zahl kurzfristig bereitgestellt werden. Um den Bedarf an Juristen, Ingenieuren, aber auch erforderlichen Raumplanern, Kommunikationswissenschaftlern, Biologen, Content-Management-Entwicklern, Elektro- oder Umwelttechnikern zu decken, sind bei der Bundesnetzagentur etwa 240 Neueinstellungen geplant.[325] Gemäß § 5 StromNEV wurde eine Anerkennung von Zahlungen der Stromnetzbetreiber an betroffene Städte und Gemeinden gesetzlich festgeschrieben. Ziel soll eine Erhöhung der Akzeptanz beim Bau von Freileitungen auf neuen Trassen bei Städten und Gemeinden sein, welche im Gegensatz zu anderen Infrastrukturprojekten keine unmittelbaren Vorteile aus dem Leitungsbau hätten. Anerkennungsfähig sollen nur Freileitungen auf Transportnetzebene sein. Die von den Netzbetreibern geleisteten Ausgleichszahlungen sollen unter den Voraussetzungen des § 5 Absatz 4 StromNEV als Kosten des Netzbetriebs anerkannt werden. Eine Berücksichtigung derartiger Kosten ist bei tatsächlicher Inbetriebnahme der Leitung einmalig nur bis 40 000 Euro pro Kilometer bei Höchstspannungsfreileitungen ab 380 kV und bei Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen ab 300 kV möglich.[326]

4.3.2.2 NorGer-Stromverbindungsleitung

381. Als ein Beitrag für die Integration erneuerbarer Energien und die Fortentwicklung der nationalen Strommärkte hin zu einem europäischen Binnenmarkt gilt die erste unmittelbare Stromverbindungsleitung zwischen Deutschland und Norwegen (NorGer-Stromverbindungsleitung). Hierbei handelt es sich um ein etwa 600 km langes Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskabel (Seekabel), welches ab 2015 den norwegischen mit dem deutschen Strommarkt verbinden soll. Eine Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Norwegen soll den Ausgleich der schwankenden deutschen Windstromerzeugung durch die Marktkopplung mit dem durch Wasserkraft geprägten norwegischen Strommarkt ermöglichen. Die gesamte Kapazität soll den Marktteilnehmern durch ein Auktionsverfahren an den Strombörsen EPEX Spot und Nordpool-Spot zur Verfügung gestellt werden.

382. Die Bundesnetzagentur hat diese geplante NorGer-Stromverbindungsleitung von bestimmten Vorschriften der Energieregulierung ausgenommen. Grund für die Ausnahmegenehmigung, welche für neue Gleichstromverbindungen gemäß Artikel 7 VO 1228/2003 erteilt werden kann, war unter anderem die aus Sicht der Bundesnetzagentur positive Auswirkung der Investition auf den Wettbewerb sowie das sehr hohe unternehmerische Risiko für dieses Projekt. Mittels Ausnahmegenehmigung werden diese Leitungen unter anderem von den Vorgaben über die Verwendung der Engpasserlöse sowie von Vorschriften über den Netzanschluss und Netzzugang befreit. Wie das auf norwegischer Seite für die Erteilung der Ausnahmegenehmigung zuständige Öl- und Energieministerium über den Antrag des NorGer-Konsortiums[327] entscheiden wird, ist derzeit noch offen. Die Ausnahmegenehmigung der Bundesnetzagentur liegt nunmehr der Europäischen Kommission vor, die ihrerseits nach den Regelungen der EU-Verordnung Nummer 1228/2003 innerhalb von maximal drei Monaten Änderungen an der Entscheidung der Bundesnetzagentur oder sogar deren Widerruf verlangen kann.

4.3.2.3 Interne Netzengpässe: Der Fall Schweden (COMP/39 351 – Swedish Interconnectors)

383. In Schweden ist das Problem massiver interner Netzengpässe bereits akut.[328] In dem Verfahren COMP/39 351 – Swedish Interconnectors hat die EU-Kommission die Beschränkung der Kapazität seit 2002 für die

[324] Vgl. Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1690. Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz verbinden sich Änderungen des Bundesnaturschutzgesetzes, der Stromnetzentgeltverordnung, des Energiewirtschaftsgesetzes, der Anreizregulierungsverordnung sowie des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung. Vgl. auch BMWi, Eckpunktepapier für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz („NABEG“) – Verfahrensvereinfachung, Akzeptanz, Investition, 21. März 2011, http://www.dstgb.de/dstgb/Schwerpunkte/Energiewende%20und%20kommunaler%20Klimaschutz/Netzausbau%20und%20Erneuerbare%20Energien/BMWi%20legt%20Eckpunkte%20f%C3%BCr%20Netzausbaubeschleunigungsgesetz%20%28NABEG%29%20vor/ [Abruf: 15. August 2011]. Vgl. auch den Arbeitsentwurf des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes vom 20. Mai 2011.

[325] Vgl. Arbeitsentwurf des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes, S. 30 (Bundesfachplanungsgesetz).

[326] Vgl. ebenda, S. 27, 73 f. (Änderung der Stromnetzentgeltverordnung).

[327] Bei dem Unternehmen NorGer KS handelt es sich um ein Gemeinschaftsunternehmen der norwegischen Agder Energi AS, Lyse Produksjon AS, Statnett SF und der schweizerischen Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG.

[328] Vgl. zu diesen Ausführungen EU-Kommission, Entscheidung vom 14. April 2010, COMP/39 351 – Swedish Interconnectors.

grenzüberschreitende Übertragung von Strom mit dem Ziel der Behebung interner Engpässe untersucht. Anlass war die Beschwerde eines dänischen Energiewirtschaftsverbandes (Dansk Energi), der sich von dem schwedischen Übertragungsnetzbetreiber Svenska Kraftnät (SvK) bei der Stromdurchleitung nach Dänemark behindert sah. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass in Schweden Stromnachfrage und Stromerzeugung schwerpunktmäßig in verschiedenen Regionen liegen. Einem Erzeugungsüberschuss im Norden steht ein Verbrauchsüberschuss im Süden gegenüber, sodass Strom über das Netz von Nord nach Süd transportiert werden muss. Überdies produziert Schweden seinen Strom vornehmlich mittels Wasser- (49 Prozent) und Kernkraft (27 Prozent). Diese Technologien haben geringere Grenzkosten als Wärmetechnologien (wie Gas- oder Ölkraftwerke). Wasser- und Kernkraftwerke können in Schweden während vieler Stunden des Tages praktisch den gesamten Strombedarf decken; in diesen Zeiten wird der Preis in Schweden von den Kosten dieser Technologien beeinflusst. Die geringen Grenzkosten dieser beiden Technologien bewirken, dass die Preise in Schweden niedriger sind als in anderen Regelzonen wie Ost- und Westdänemark, wo der Bedarf nur selten (wenn überhaupt) durch billiger erzeugten Importstrom gedeckt werden kann. Somit müssen teure Wärmekraftwerke eingesetzt werden, mit denen in Dänemark der Großteil des Stroms erzeugt wird. Die Engpässe hängen insoweit nicht nur mit der Situation innerhalb Schwedens, sondern gleichwohl mit der Situation Schwedens im nordischen Raum zusammen. So wird das Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage innerhalb Schwedens noch verschärft, da Schweden im Süden Strom ausführt, um den Bedarf im Ausland zu decken, während es im Norden Strom aus Norwegen einführt, wo oft mehr billiger Strom aus Wasserkraft erzeugt wird, als in Norwegen nachgefragt wird. Insoweit hat der schwedische Übertragungsnetzbetreiber SvK zwecks Behebung interner Engpässe mindestens seit 2002 eine Beschränkung der Kapazität für die grenzüberschreitende Übertragung von Strom vorgenommen.

384. Die EU-Kommission bejahte den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung nach Artikel 102 AEUV. Sie nahm an, dass SvK jahrelang die Kapazitäten für den Stromexport an den Grenzkuppelstellen künstlich beschränkt habe. Zur Vermeidung oder Behebung von Engpässen habe SvK Transportanfragen für die Stromausfuhr abgelehnt, gleichzeitig aber Kapazitäten für die Versorgung in Schweden erteilt.

385. Mittels zehn Jahre bindender Verpflichtungszusagen wird SvK das schwedische Übertragungsnetz spätestens am 1. November 2011 zwecks Behebung interner Engpässe (aufgrund des regionalen Auseinanderfallens von Stromerzeugung und -nachfrage) von derzeit einer in nunmehr zwei oder mehr Regelzonen unterteilen.[329] Mit diesem Schritt werden zu beiden Seiten eines Engpasses getrennte Preis-/Regelzonen eingerichtet, sodass über den Preis ein Anreiz für die Erhöhung der Erzeugung und die Verringerung der Nachfrage auf der höherpreisigen Seite des Engpasses geschaffen wird. Durch die Einführung von Regelzonen, die den Engpässen innerhalb des schwedischen Stromnetzes Rechnung tragen, wird es möglich sein, die tatsächlich vorhandenen Übertragungskapazitäten durch einen Stromhandel gemäß Preissignalen und nicht mehr aufgrund willkürlicher Kapazitätsbegrenzungen zu regeln. Mit der Einrichtung mehrerer Regel-/Preiszonen sollen die Verzerrung der Preissignale verhindert und wirkliche Marktbedingungen sichtbar gemacht werden. Die Konfiguration der Regelzonen soll so flexibel sein, dass eine schnelle Anpassung an künftige Veränderungen der Stromflussmuster im schwedischen Übertragungsnetz möglich sein wird. In Gebieten mit einem Mangel an kostengünstig erzeugtem Strom oder in Gebieten mit verhältnismäßig hohem Verbrauch werden die Preise steigen und umgekehrt. So werden von den Regelzonen wichtige Investitionssignale für neue Erzeugungskapazitäten ausgehen, die langfristig zur Preiskonvergenz zwischen den Zonen führen werden.

386. Ein Sonderfall in diesem neuen System sind Engpässe im Westküstenkorridor, die aufgrund der dortigen technischen Bedingungen weiterhin bestehen werden. SvK will die Engpässe im Westküstenkorridor daher bis spätestens 30. November 2011 durch Bau und Inbetriebnahme einer neuen 400-kV-Übertragungsleitung beheben.

387. Bis zur Inbetriebnahme der neuen Regelzonen verpflichtet sich SvK, Engpässe mittels Countertrading (auch „marktbasiertes Redispatching“[330]) zu beheben. Beim Countertrading erhalten Erzeuger/Verbraucher eine Vergütung für die Anpassung ihrer Erzeugungs- bzw. Verbrauchsfahrpläne, wodurch die Übertragungsflüsse an die tatsächlich verfügbare Kapazität angepasst werden. Durch das Countertrading will SvK etwaige Kapazitätsbeschränkungen an den Kuppelstellen in den schwedischen Grenzgebieten so gering wie möglich halten.

4.3.2.4 Kritische Würdigung

388. Dass Netzengpässe innerhalb Deutschlands zukünftig weiter zunehmen, gilt als wahrscheinlich. Als wichtige Ursache hierfür gilt die Ausweitung der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien (man denke an die zunehmende Stromeinspeisung von Windenergie aus dem Norden), welche sich auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unabhängig von Aspekten wie Stromangebot, -nachfrage, Marktpreisen und auch vorhandener Netzinfrastruktur entwickeln kann. Insoweit bewirkt das Erneuerbare-Energien-Gesetz eine ganze Reihe von Problemen, welche fortan gelöst werden müssen. Die Monopolkommission weist in diesem Zusammenhang auf mögliche Mitnahmeeffekte der Gemeinden im Rahmen des finanziellen Ausgleichsmechanismus hin. Überdies konstatiert die Monopolkommission, dass der Blickpunkt im Stromsektor auf deutscher und auch europäischer Ebene vorwiegend auf einem zügigen Netzausbau liegt. So soll beispielsweise gemäß dem Eckpunktepapier für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz auf EU-Ebene eine Initia-

[329] Vgl. auch Abschnitt 4.1.1.3.

[330] Zum marktbasierten Redispatching vgl. ebenda.

tive gestartet werden, um einen Bürokratieabbau bei den zeitaufwendigen umweltrechtlichen Vorgaben zugunsten des Infrastrukturausbaus in Gang zu setzen. Die Monopolkommission warnt im Zusammenhang mit der Problematik von Netzengpässen vor einer Fokussierung auf den Netzausbau, da aus ökonomischen und möglicherweise auch umweltpolitischen Gründen anderen Lösungen der Vorzug zu geben wäre. So ist aus ökonomischer Sicht ein Netzausbau zur Beseitigung der Engpässe solange wünschenswert, wie der Nutzen des Ausbaus dessen Kosten übersteigt. Das Beispiel Schwedens zeigt, dass neben Investitionen in den Ausbau der Netze auch Verfahren zum Engpassmanagement zu berücksichtigen sind. Wichtig erscheinen die Preissignale und die daraus folgenden Anreizeffekte aufseiten der Netznutzer und -betreiber. So sollten für die Erzeugungseinheiten bewusst Preissignale gesetzt werden, um innerhalb der bereits bestehenden Netzinfrastruktur Engpässe zu vermeiden. Diese Anreize bestehen nicht im Falle des Netzausbaus und kaum im Falle von Redispatching-Maßnahmen.[331]

389. Preissignale für die Ansiedlung von Kraftwerken gehen von der Schaffung von mindestens zwei Preiszonen in Deutschland aus. Die derzeit in Deutschland bestehende einheitliche Preiszone im Stromsektor erscheint daher vor dem Hintergrund der Energiewende nicht unproblematisch. Durch Unbundling-Prozesse können Netzbetreiber Produktionsanpassungen nicht mehr direkt vornehmen. Die Monopolkommission stellt daher die Schaffung von mindestens zwei Preiszonen in Deutschland in Form eines Engpassmanagements mithilfe impliziter Auktionen zur Diskussion.[332] Bislang können Stromerzeuger und -händler frei wählen, wo sie Strom in das Netz einspeisen und entnehmen wollen, woraus sich Systeminstabilitäten im Netz ergeben, welche die Übertragungsnetzbetreiber auszugleichen versuchen. Für den Fall mehrerer Preiszonen ergibt sich in jeder Region ein eigener Preis aus einem zonenspezifischen Angebot und einer zonenspezifischen Nachfrage. Die Preisdifferenz zwischen Überschuss- und Defizitregion offenbart damit den Marktakteuren Existenz und Grad des Engpasses.[333] Diese Signale bedingen, dass für Kraftwerksbetreiber ein Anreiz besteht, sich in der Defizitregion anzusiedeln.

390. Neben dem Netzausbau zur Steigerung der Übertragungsfähigkeit muss gleichwohl das Augenmerk auf die Stabilität des gesamten Stromnetzes gerichtet werden. So sollte der Stromnetzausbau nicht ausschließlich auf den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes fokussieren, sondern es sollten gleichzeitig auch geringere Spannungsebenen, d. h. Verteilnetze, in den Blick genommen werden. Die Schaffung eines Smart Grid ist zu begrüßen, wenn hierdurch neben einem intelligenten Einspeisemanagement auch die Nachfrageseite integriert und so eine Glättung der Lastspitzen und eine Entlastung des Netzbetriebs erreicht werden kann. Für verschiebbare Lasten kommen hierbei zukünftig unter anderem smarte Haushaltsgeräte und Elektrofahrzeuge infrage. Gleichwohl ergeben sich beispielsweise neue Fragestellungen hinsichtlich der Winkel- und Spannungsstabilität bei einer zunehmenden Entfernung zwischen Erzeugern und Endkunden und bezüglich des sich hieraus ergebenden Bedarfs an Netzverstärkungen und Kompensationseinrichtungen.[334]

4.4 Entflechtungsbestimmungen integrierter Energieversorgungsunternehmen

391. Das Energiewirtschaftsgesetz schrieb bislang vier Entflechtungsarten des Netzbetriebs von den sonstigen Tätigkeiten eines Energieversorgungsunternehmens vor: gesellschaftsrechtliche Entflechtung (Netzbetrieb einerseits und sonstige Tätigkeitsbereiche andererseits werden separaten Rechtsträgern zugeordnet), operationelle Entflechtung (getrennte Verwaltung der Bereiche durch organisatorische Trennung beim Personaleinsatz und den Leitungsbefugnissen), informationelle Entflechtung (getrennte Verwendung betriebswichtiger Informationen) und buchhalterische Entflechtung (getrennte Rechnungslegung).

392. Während die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber seit Beginn der Regulierung im Jahr 2005 unmittelbar die Vorgaben der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung umzusetzen hatten, waren die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilnetzen nach § 7 Absatz 1 EnWG erst seit dem 1. Juli 2007 zur gesellschaftsrechtlichen Entflechtung verpflichtet.

393. Am 13. Juli 2009 wurde das dritte EU-Legislativpaket zur Strom- und Gasmarktliberalisierung verabschiedet, das aus zwei Richtlinien und drei Verordnungen besteht, die bis zum 3. März 2011 umgesetzt werden sollten. Die im dritten Binnenmarktpaket Energie enthaltenen neuen Entflechtungsbestimmungen betreffen die Transportnetz- und Verteilnetzbetreiber sowie Gasspeicheranlagen. Infolgedessen wurden im Energiewirtschaftsgesetz erhebliche Anpassungen vorgenommen. Am 27. Oktober 2010 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Tech-

---

[331] Neuhoff schreibt hierzu: „Über Flugpreise, Bahnkontingente oder längere Fahrzeiten im Stau werden Reisende ermutigt, ihre Fahrten auf andere Strecken oder Zeiten zu verlagern. Dagegen wird im Strommarkt ein Produzent belohnt, wenn er zu Engpässen beiträgt, denn der Übertragungsnetzbetreiber und damit der Endkunde bezahlen den Produzenten anschließend noch einmal, wenn er die Produktion anpasst, um den Engpass zu beseitigen.“ Vgl. Neuhoff, K., Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden, DIW Wochenbericht 78(20), 2011, S. 16–23, hier S. 21.

[332] Die Zahlung eines innerdeutschen Transportentgelts (sog. T-Komponente) wurde im Jahr 2000 ironischerweise abgeschafft. Mit der Abschaffung der T-Komponente wurde gleichzeitig die Einteilung Deutschlands in zwei Handelszonen (Nord und Süd) und damit in zwei Preisgebiete hinfällig. Vgl. BKartA, Pressemitteilung vom 11. Juli 2000, Wegfall der innerdeutschen T-Komponente, http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/archiv/PressemeldArchiv/2000/2000_07_11.php [Abruf: 25. Juni 2011].

[333] Vgl. Inderst, R./Wambach, A., Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz, Zeitschrift für Energiewirtschaft 31(4), 2007, S. 333–242.

[334] Vgl. Rehtanz, C./Noll, T./Hauptmeier, E., Auswirkungen fluktuierender Einspeisungen auf das Gesamtsystem der elektrischen Energieversorgung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(4), 2011, S. 10–14.

nologie ein Eckpunktepapier zur EnWG-Novelle 2011 veröffentlicht[335] und am 4. August 2011 ist das novellierte Energiewirtschaftsgesetz in Kraft getreten.[336]

394. Für die Verteilnetzbetreiber und deren Ressourcenausstattung bleiben die bisherigen Regeln größtenteils unverändert. Eine Ausnahme bilden gemäß § 7a Absatz 6 EnWG im Besonderen die gestiegenen Anforderungen an das Kommunikationsverhalten und die Markenpolitik der Verteilernetzbetreiber, die Teil eines integrierten Energieversorgungsunternehmens sind. Hierdurch soll eine Verwechslung zwischen Verteilernetzbetreiber und den Vertriebsaktivitäten des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ausgeschlossen werden.

395. Für die Gasspeicher sieht die „Gasrichtlinie"[337] vor, dass sich vertikal integrierte Speicheranlagenbetreiber hinsichtlich ihrer Entscheidungsgewalt im Unternehmen entflechten müssen. Zudem sind sie verpflichtet, sich rechtlich und organisatorisch von Tätigkeiten im Unternehmen zu trennen, die nicht mit dem Netzbetrieb oder der Erdgasspeicherung in Zusammenhang stehen. Dabei beschränkt sich die Entflechtungsverpflichtung nur auf Speicheranlagen, die technisch und wirtschaftlich erforderlich sind, um den effizienten Zugang zum Netz mit Blick auf die Versorgung von Kunden zu gewährleisten. Der Zugang zu Speicheranlagen, die für einen effizienten Netzzugang technisch und wirtschaftlich erforderlich sind, soll weiterhin mittels eines verhandelten Zugangs erfolgen, denn der Speichermarkt ist durch eine Vielzahl von Speichern und Betreibern gekennzeichnet und damit wettbewerblich strukturiert. Die Aufgabe der Bundesnetzagentur wird sein, die Einhaltung der Kriterien hinsichtlich der Erforderlichkeit des Speicherzugangs zu prüfen und erforderliche Abhilfemaßnahmen zu ergreifen.[338] Diese Vorgaben wurden im Energiewirtschaftsgesetz 2011 umgesetzt.

396. Der Erdgasspeichermarkt gewinnt zunehmend an Bedeutung.[339] Ihm kommt die Funktion des tages- und jahreszeitlichen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage zu; des Weiteren übernehmen Speicher eine wichtige Aufgabe bei der Strukturierung von Lastprofilen. Die Monopolkommission hat sich bereits in ihrem letzten Sondergutachten zum Energiemarkt ausführlich mit Gasspeichern beschäftigt und ist zu dem Ergebnis gelangt, dass der Markt als insgesamt moderat konzentriert einzustufen ist.[340] Insoweit beurteilt die Monopolkommission die Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz auf Basis der Gasrichtlinie als grundsätzlich positiv, da diese vorgesehenen Entflechtungsbestimmungen mögliche Einflussmöglichkeiten vertikal integrierter Gasversorger zumindest abmildern können.

4.4.1 Strom- und Gasverteilnetze

397. Durch unzureichendes Unbundling der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber und damit einhergehende Wettbewerbsprobleme ist nach Auskunft der Bundesnetzagentur noch immer kein gefestigter Zustand erreicht. 2010 wurden von der Regulierungsbehörde drei Entflechtungsverfahren geführt. Sämtliche Verfahren wurden gemäß § 65 EnWG von Amts wegen aufgrund des Verdachts von Verstößen gegen die Bestimmungen zur operationalen Entflechtung gemäß § 8 Absatz 2 Nummer 1, § 8 Absatz 4 Satz 1 in Verbindung mit § 8 Absatz 3 EnWG a. F. eingeleitet. Für den Stromsektor richteten sich die durch die Beschlusskammer 6 (Regulierung für den Zugang zu Stromversorgungsnetzen) geführten Verfahren gegen Stadtwerke.[341] Gegenstand aller Verfahren war das sog. Doppelbeschäftigungsverbot, also das Verbot einer gleichzeitigen Beschäftigung von Führungspersonal des Netzbetreibers bei Mutter- bzw. Schwestergesellschaften mit Zuständigkeiten für wettbewerbliche Bereiche.[342] Das Verfahren gegen die Stadtwerke Karlsruhe wurde in 2010 eingestellt, da die Unternehmen den Forderungen der Bundesnetzagentur im Laufe des Verfahrens nachgekommen sind. Auch im Verfahren gegen die Stadtwerke Augsburg wurden seitens der Beteiligten strukturelle Änderungen angekündigt, sodass auch dort mit einer Einstellung gerechnet werden kann.

398. Ferner wurden auch durch die Beschlusskammer 7, welche zuständig für die Regulierung des Zugangs zu Gasversorgungsnetzen ist, sechs Verfahren[343] wegen Nichteinhaltung von Entflechtungsvorgaben gegen sämtliche Regionalversorgungsunternehmen (außer E.ON Thüringer Energie AG) und die E.ON Energie AG eröffnet. Derzeit wird das Verfahren gegen die E.ON Bayern AG und die E.ON Energie AG als Musterverfahren geführt. Gegenstand ist die Struktur der Regionalversorgungsunternehmen nach der Umsetzung des sog. regi.on-Modells durch den E.ON-Konzern. Danach sind die bislang als Tochtergesellschaften der regionalen Versorgungsunternehmen ausgegliederten Netzgesellschaften auf diese wieder verschmolzen worden. Zudem sind die regionalen Vertriebsgesellschaften der neu gegründeten zentralen Gesellschaft für die Vertriebssteuerung (E.ON Vertrieb Deutschland)

---

[335] Vgl. BMWi, Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011, 27. Oktober 2010, S. 6, http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-enwg-novelle,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf [Abruf: 19. Mai 2011].

[336] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1970, 3621; zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1690.

[337] Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, ABl. EU Nummer L 211 vom 14. August 2009, S. 94.

[338] Vgl. BMWi, Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011, a. a. O., S. 5.

[339] Vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 445.

[340] Vgl. ebenda, Tz. 445 ff.

[341] BK6-10-135 (Stadtwerke Augsburg Holding GmbH, Stadtwerke Augsburg Netze GmbH, Stadtwerke Augsburg Energie GmbH) bzw. BK6-08-016 (Stadtwerke Karlsruhe GmbH und Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH).

[342] Im Verfahren gegen die Stadtwerke Karlsruhe wurde zudem eine Kopplung des zwischen den Betroffenen geschlossenen Dienstleistungsvertrags an den Pachtvertrag gerügt. Nach Ansicht der Beschlusskammer 6 bestand für die Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH keine Möglichkeit, den Dienstleistungsvertrag zu kündigen und die ihr obliegenden Aufgaben selbstständig durchzuführen oder von unabhängigen Dritten durchführen zu lassen.

[343] BK7-09-014 bis -019.

unterstellt worden. Damit sind die regionalen Vertriebsgesellschaften zu Tochterunternehmen der Netzbetreiber geworden. Das wird seitens der Bundesnetzagentur als grundsätzlich unzulässig bewertet.

399. Die Bundesnetzagentur hat der Monopolkommission berichtet, dass die praktizierte Entflechtung gerade im informatorischen Bereich Defizite aufweise. Insbesondere komme es vor, dass die integrierten Versorger bereits ihre Tarife auf Basis der Informationen über die aktuellen Netznutzungsentgelte ändern – noch bevor das verbundene Netzunternehmen überhaupt seine Entgelte für den entsprechenden Lieferzeitraum bekannt gegeben habe.[344] Die Beschwerden über unzulässige Informationsweitergaben von noch nicht veröffentlichten Netzentgelten bezogen sich zum Beispiel nach Angaben der Bundesnetzagentur gerade auf große Netzbetreiber mit rechtlich selbständiger Netzgesellschaft. Es zeigt sich an diesem Beispiel, dass die Entflechtungsvorschriften in ihrer jetzigen Ausprägung eine Benachteiligung von Wettbewerbern nur bedingt verhindern können.

400. Weitere Beschwerden betreffen jedoch vermehrt solche Energieversorger, die aufgrund der De-Minimis-Schwellen gemäß § 7 Absatz 2 und § 8 Absatz 6 EnWG von der Entflechtung ausgenommen sind. Wettbewerber in der Versorgung verweisen hier etwa darauf, dass integriert auftretende Energieversorger technische Neuerungen (etwa die Versorgung der Kunden mit Smart Metern) bei der Netzsparte unter Abstimmung und Vorteilnahme des eigenen Vertriebs einführen. Auch der Ausbau der Netze zum Anschluss von EEG-Anlagenbetreibern, die mit der Vertriebssparte der Netzbetreiber in Konkurrenz stünden, oder die Einigung auf eine gesplittete Konzessionsabgabe[345] seien typische Beispiele für die Vorteilnahme der integrierten Versorger, die durch fehlendes oder unvollständiges Unbundling insbesondere kleiner Energieversorger verstärkt werde.

401. Vor dem Hintergrund der Probleme, die durch das einheitliche Auftreten vertikal integrierter Energieversorger bestehen, begrüßt die Monopolkommission die jüngsten Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz. So sind etwa die Netzentgelte für das Folgejahr nun gemäß § 20 Absatz 1 Satz 1 EnWG unmittelbar nach deren Ermittlung, aber spätestens zum 15. Oktober eines Jahres für das Folgejahr im Internet zu veröffentlichen. Stehen die Entgelte zu diesem Zeitpunkt noch nicht fest (etwa aufgrund ausstehender Genehmigungen im Rahmen der Entgeltregulierung), so sieht § 20 Absatz 1 Satz 2 EnWG eine vorläufige Veröffentlichung vor.

402. Um die Zugangsbedingungen zu den Lieferantenmärkten weiter zu verbessern, spricht sich die Monopolkommission dafür aus, auch die Umsetzung der Entflechtungsvorgaben schärfer zu kontrollieren. Zudem sollten auch im Hinblick auf eine mögliche Zunahme von Verteilnetzbetreibern mit weniger als 100 000 Kunden[346] die De-Minimis-Grenzen zur rechtlichen und operationellen Entflechtung der Verteilnetzbetreiber geändert werden. Die De-Minimis-Grenze zur operationellen Entflechtung gemäß § 7a EnWG Absatz 7 EnWG sollte vollständig entfallen. Die Grenze gemäß § 7 Absatz 2 EnWG, nach der Energieversorgungsunternehmen mit weniger als 100 000 Kunden von der rechtlichen Entflechtung ausgenommen sind, könnte zudem gesenkt werden.

403. Die Monopolkommission weist an dieser Stelle darauf hin, dass der Rechtsrahmen im Bereich der Konzessionsvergabe noch Defizite im Hinblick auf die entflechtungsrechtlichen Vorgaben aufweist. Da nach der geltenden Regelung des § 46 EnWG noch wie zu Zeiten der Konzessionierung der integrierten Gesamtversorgung lediglich „Energieversorgungsunternehmen“ als Vertragspartner genannt werden, werden nach Aussage der Bundesnetzagentur die Wegerechte in der Praxis regelmäßig nicht an den Netzbetreiber, sondern an wettbewerbliche Bereiche des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens vergeben. Nach heutiger Rechtslage geht es bei der Konzessionsvergabe jedoch nur noch um die Einräumung von Wegerechten, die für den Netzbetrieb benötigt werden. Die Konzession ist daher rein netzbezogen· und ausschließlich für den Netzbetreiber vorgesehen, nicht jedoch für die sonstigen Geschäftsfelder eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens von Bedeutung. Der Netzbetreiber sollte die erforderlichen Wegerechte selbst kontrahieren und nicht auf die Überlassung der Rechte durch die Muttergesellschaft oder das integrierte Vertriebsunternehmen angewiesen sein. Während in der Konzessionsabgabenverordnung beispielsweise bereits klargestellt wurde, dass der Konzessionsnehmer nur noch einen Abschlag auf die Netzentgelte und nicht mehr auf die Lieferentgelte gegenüber der konzessionierenden Gemeinde gewähren kann, fehlt in § 46 EnWG bisher eine entflechtungsrechtlich eindeutige Zuordnung des Konzessionsvertrags zum Netzbetrieb. Die Monopolkommission fordert daher – im Einklang mit der Bundesnetzagentur – eine gesetzliche Konkretisierung dahingehend, dass der Konzessionsvertrag ausschließlich mit dem jeweiligen Netzbetreiber und nicht mit anderen Teilen eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens abgeschlossen wird.

4.4.2 Übertragungs- und Fernleitungsnetze

404. Gemäß den Vorgaben des dritten Energiebinnenmarktpakets soll eine stärkere Entflechtung erreicht werden. Die Mitgliedstaaten haben insoweit die Möglichkeit, zwischen drei Optionen zu wählen, um den Betrieb der Übertragungs- (Strom) bzw. Fernleitungsnetze (Gas) von der Versorgung und Erzeugung zu trennen:

---

[344] Vgl. hierzu auch einen Bericht in der Berliner Morgenpost vom 20. November 2010, S. 7, in dem Vattenfall bereits über höhere Netznutzungsentgelte berichtet.

[345] Vgl. Abschnitt 2.2.2.

[346] Vgl. Stellungnahme des Bundeskartellamtes vom 27. Juni 2011 zur Bundestagsdrucksache 17/6072 – Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP: „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“, http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/2011-06-27_Stellungnahme_BKartA_BT-Wirtschaftsausschuss_EnWG-Novelle.pdf, S. 8.

– eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling),

– unabhängiger Netzbetreiber (Independent System Operator „ISO“),

– unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (Independent Transmission Operator „ITO“).

Im Energiewirtschaftsgesetz 2011 wurden diese drei Wahlmöglichkeiten in den §§ 8 bis 10 umgesetzt.

405. Das Ownership Unbundling stellt den stärksten regulatorischen Eingriff dar. Als Alternative hierzu ist das Modell des unabhängigen Netzbetreibers (Independent System Operator, ISO) vorgesehen. Das Netzeigentum bleibt bei diesem ISO-Konzept unangetastet, lediglich der Betreiber des Netzes wird ausgewechselt. Die Mitgliedstaaten benennen den ISO auf Vorschlag des Eigentümers, die EU-Kommission muss dem zustimmen. Dieses neue Leitbild eines staatlich zugelassenen unabhängigen Netzbetreibers zielt darauf ab, die Netzgesellschaft des vertikal integrierten Energieunternehmens der Leitung eines unabhängigen Netzbetreibers zu unterstellen, der die Netzgesellschaft eigenverantwortlich leitet. Innerhalb des ISO-Modells steht am Anfang die Benennung des Independent System Operator. Ist das Übertragungs-/Fernleitungsnetz Teil eines vertikal integrierten Unternehmens, können die Mitgliedstaaten gemäß Artikel 13 Absatz 1 Satz 1 Stromrichtlinie/Artikel 14 Absatz 1 Satz 1 Gasrichtlinie einen ISO benennen. Hierfür bestehen organisatorische und qualitative Voraussetzungen. So muss der ISO seinerseits über eine organisatorische Unabhängigkeit von den Wettbewerbsbereichen Erzeugung und Vertrieb verfügen. Es muss ausgeschlossen werden können, dass seitens des Übertragungsnetzeigentümers bzw. des integrierten Unternehmens auf die Zusammensetzung der Aufsichts- bzw. Leitungsorgane des ISO Einfluss geübt wird. Des Weiteren gelten für den ISO qualitative Voraussetzungen. So muss er über die notwendigen finanziellen, technischen, personellen und materiellen Ressourcen verfügen, um seine Aufgabe wahrnehmen zu können (Artikel 13 Absatz 2 lit. b) Stromrichtlinie/Artikel 14 Absatz 2 lit. b) Gasrichtlinie). Dem ISO ist vor allem aufgegeben, sichere, zuverlässige und leistungsfähige Übertragungsnetze bzw. Fernleitungsnetze zu betreiben, zu warten und auszubauen (Artikel 12 lit. a) Stromrichtlinie/Artikel 13 Absatz 1 lit. a) Gasrichtlinie). Hierzu kann der ISO die Netzentgelte vereinnahmen (Artikel 13 Absatz 4 Stromrichtlinie/Artikel 14 Absatz 4 Gasrichtlinie). Hat die nationale Regulierungsbehörde die Erfüllung sämtlicher Erfordernisse zertifiziert, wird er vom Mitgliedstaat zugelassen und benannt (Artikel 13 Absatz 3 Stromrichtlinie/Artikel 14 Absatz 3 Gasrichtlinie). Der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber besitzt nach diesem Modell Finanzierungspflichten dergestalt, dass er die vom ISO beschlossenen (und von der Bundesnetzagentur genehmigten) Investitionen finanzieren bzw. wahlweise seine Zustimmung zur Finanzierung durch eine andere interessierte Partei (inklusive des ISO) erteilen muss (Artikel 13 Absatz 5 lit. b) Stromrichtlinie/Artikel 14 Absatz 5 lit. b) Gasrichtlinie). Ihm ist hierbei aber jegliche Einflussnahme untersagt (Artikel 13 Absatz 4 Satz 4 Stromrichtlinie/Artikel 14 Absatz 4 Satz 4 Gasrichtlinie). Dies gilt selbst dann, wenn z. B. rentabilitätsgefährdend eine Krise des Netzbetreibers droht. Hinzu kommen Verpflichtungen des Netzeigentümers zur Übernahme von Haftungsrisiken und Garantien bei der Finanzierung des Netzausbaus (Artikel 13 Absatz 5 lit. c), d) Stromrichtlinie/ Artikel 14 Absatz 5 lit. c), d) Gasrichtlinie). Insofern lässt sich konstatieren, dass der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzeigentümer zwar den formellen Eigentumstitel behält, es sich allerdings um eine De-facto-Enteignung handelt, da dem Eigentümer jegliche Verfügungsmacht genommen und vollständig auf den ISO verlagert wird. Insoweit unterscheidet sich dieses Modell von dem Modell des Ownership Unbundling im Grunde kaum.

406. Der dritte Weg ist der eines unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers (Independent Transmission Operator, ITO). Die Grundidee des ITO ergab sich aus der Position von acht Mitgliedstaaten, die für eine wettbewerbsfördernde Verschärfung des Unbundlings votierten, dies aber nicht um den Preis eines branchenweiten Zwangsverkaufs von Unternehmensbeteiligungen tun wollten. Insoweit unterscheidet sich der ITO vom Ownership Unbundling dadurch, dass die eigentumsrechtliche Verbindung zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen und dem Netzbetreiber nicht gekappt wird. Im Gegensatz zum ISO-Modell vermeidet das ITO-Modell dessen De-facto-Enteignung. In diesem ordnungspolitisch und eigentumsgrundrechtlich vorgegebenen Rahmen wird die wettbewerbsfördernde Unabhängigkeit des ITO über den gegenwärtigen Rechtszustand hinaus deutlich verschärft. Der ITO ist eine neuartige Rechtsfigur;[347] als Rechtsform stehen dem ITO die AG, die GmbH oder die KGaA zur Auswahl; allerdings sollen die strengeren und sehr detaillierten Vorschriften der neuen Richtlinie nun dafür sorgen, dass auch in dieser Konstellation die Anreize zur Diskriminierung von Konkurrenten aufgelöst werden.

Die Idee eines ITO entspricht prinzipiell der Situation des Legally Unbundled System Operator (LTSO), die bereits heute gültig ist. Mit dem Modell verbunden ist nun eine Stärkung der Unabhängigkeit des Netzbereichs. Konkret wird jetzt die Vollausstattung des Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibers gewährleistet (Artikel 17 Stromrichtlinie/Gasrichtlinie), die mit einer Reihe von Vorgaben einhergeht. Sie soll einmal durch das Eigentum an den Assets (Vermögenswerten) bewirkt werden, welche fortan bei dem Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber liegen müssen (Artikel 17 Absatz 1 lit. a) Stromrichtlinie/ Gasrichtlinie). Die Konsequenz der Neuregelung ist, dass in Zukunft das Pachtmodell auf der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzebene aus Rechtsgründen entfällt. Die Vollausstattung wird ferner auch personell hergestellt. Das Personal, das für die Tätigkeit im Übertragungs- bzw. im Fernleitungsnetzsektor erforderlich ist, muss bei dem Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber angestellt

[347] Vgl. Säcker, F. J., Das Dritte Energiepaket für den Elektrizitätsbereich, Frankfurt a.M. 2009, S. 5, sowie Schmidt-Preuß, M., OU – ISO – ITO: Die Unbundling-Optionen des 3. EU-Liberalisierungspakets, http://www.et-energie-online.de/index.php?option=com_content&view=article&id=138&Itemid=17 [Abruf: 9. Mai 2011].

sein (Artikel 17 Absatz 1 lit. b) Stromrichtlinie/Gasrichtlinie). Personalleasing und die konzerninterne Erbringung von Dienstleistungen sind ausdrücklich untersagt (Artikel 17 Absatz 1 lit. c) Stromrichtlinie/Gasrichtlinie). Im Interesse der unabhängigkeitssichernden Vollausstattung gilt speziell im IT-Bereich eine Sondervorschrift. So darf es nach Artikel 17 Absatz 5 Stromrichtlinie/Gasrichtlinie nicht zu einer gemeinsamen Nutzung von IT-Systemen oder Zugangssystemen zwischen Netzbetreibern und dem restlichen Konzernverbund kommen. Die Zusammenarbeit mit denselben Beratern oder externen Auftraggebern ist untersagt. Eine wettbewerbsfördernde Vollausstattung wird dem ITO des Weiteren auch finanziell zuteil. Zunächst steht ihm eine eigene Finanzierungsquelle zu. So hat er das Recht, Netznutzungsentgelte zu erheben (Artikel 17 Absatz 2 lit. d) Stromrichtlinie/Gasrichtlinie), aber auch Ausgleichsentgelte für Hilfsdienste wie Bilanzausgleich und Verlustenergie. Nach Artikel 18 Absatz 2 Stromrichtlinie/Gasrichtlinie muss er aber auch eigene Anstrengungen unternehmen, um seine finanzielle Handlungsfähigkeit sicherzustellen und über die Mittel zu verfügen, die erforderlich sind, ein leistungsfähiges, effizientes Netz aufzubauen und aufrechtzuerhalten. Zur Stärkung seiner finanziellen Handlungsfähigkeit muss der Netzbetreiber ferner berechtigt sein, sich auf den Kapitalmärkten Eigenkapital durch Kapitalerhöhungen und Fremdkapital durch Aufnahme von Krediten zu beschaffen (Artikel 18 Absatz 1 lit. b) Stromrichtlinie/Gasrichtlinie). Der ITO darf von den konzernverbundenen Erzeugungs- oder Vertriebsschwestern keine Dividenden oder sonstige finanzielle Zuwendungen entgegennehmen. Auch sind Kapitalbeteiligungen zwischen den Wettbewerbsunternehmen und dem Netzbereich verboten. Die Kernaufgaben des Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibers sind „Betrieb, Wartung und Ausbau eines sicheren, effizienten und wirtschaftlichen Übertragungsnetzes“ (Artikel 17 Absatz 2 lit. e) Stromrichtlinie/Gasrichtlinie). Weiterhin gehören hierzu die Investitionsplanung (Artikel 17 Absatz 2 lit. f) Stromrichtlinie/Gasrichtlinie) und die Netzplanungskompetenz. All diese Befugnisse stehen dem Netzbetreiber ausdrücklich allein zu (Artikel 18 Absatz 4 Satz 2 Stromrichtlinie/Gasrichtlinie). Der verstärkten Unabhängigkeit im Marktauftritt dient ferner die Verpflichtung der Netzbetreiber, durch die Kommunikation nach außen und die Markenpolitik eine eigene Unternehmensidentität zu schaffen (Artikel 17 Absatz 4 Stromrichtlinie/Gasrichtlinie). Diese „corporate identity“ muss sich erkennbar vom vertikal integrierten Unternehmen unterscheiden.

407. Die Verschärfung der Vorschriften über die Unabhängigkeit und Neutralität der Netzbetreiber gilt als Folge der minimalistischen Umsetzung der Unbundling-Vorschriften des zweiten Richtlinienpakets durch zahlreiche Unternehmen. Die Monopolkommission konstatiert, dass in Deutschland auf dem Gasmarkt eigentumsrechtliche Überlegungen lediglich noch für Open Grid Europe und auf dem Strommarkt nur noch für die Amprion GmbH und die EnBW Transportnetze AG anzustellen sind, da alle anderen Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetze bereits eigentumsrechtlich entflochten sind. Insoweit ist diese Problematik bereits abgeschwächt. Aus Sicht der Monopolkommission ist nicht auszuschließen, dass am Ende alle betroffenen Netze in den Händen unabhängiger Eigentümer sein werden.

408. Die Monopolkommission begrüßt den für Deutschland erwogenen „dritten Weg“, der die Zukunft der Übertragungs- und Fernleitungsnetze bestimmen wird. Der EU-Richtliniengeber hat mit dem ITO ein Modell gefunden, das die Unabhängigkeit des Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibers innerhalb des integrierten Konzernverbundes beibehält. Es wird insoweit ein rigideres Unbundling im Interesse des Wettbewerbs forciert, ohne dabei dem Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzeigentümer die Verfügungsgewalt über sein Netz zu entziehen.

4.5 Regulierungsprobleme im Bereich Bahnstrom und Bahnstromnetze

409. Die Versorgung der Eisenbahn mit Elektrizität stellt einen gesonderten Bereich der Energieversorgung dar, der aus technischen Gründen nicht mit der Versorgung von Haushalten, Gewerbe und Industrie vergleichbar ist. Die Zugangsbedingungen zu den Märkten für Bahnstrom werden jedoch insbesondere durch die im Energiesektor etablierte allgemeine Regulierung der Versorgungsnetze bestimmt. Gleichzeitig stellen die im Bahnsektor vorliegenden Rahmenbedingungen für die Nutzung von Bahnstrom insbesondere für die dortigen Akteure wichtige Wettbewerbsfaktoren dar.

Die wettbewerblichen Problematiken im Bereich Bahnstromversorgung liegen daher in einem Spannungsfeld zwischen Energie- und Eisenbahnsektor und erfordern vor diesem Hintergrund übergreifende Lösungsansätze, welche die spezifischen Anforderungen aus beiden Industriesektoren berücksichtigen. Um die übergreifende Bedeutung der Bahnstromproblematik deutlich zu machen, findet sich dieser Abschnitt deshalb in inhaltlich identischer Form sowohl in diesem als auch im Eisenbahnsondergutachten der Monopolkommission.[348]

4.5.1 Besonderheiten und wettbewerbliche Problemfelder der Stromversorgung im Bahnsektor

410. Die Besonderheiten der Bahnstromversorgung, die diese von den gewöhnlichen Märkten der Versorgung mit Haushalts- und Industriestrom abgrenzen, sind Folge technischer und institutioneller Unterschiede dieses Segments des Energiemarktes. Technische Besonderheiten ergeben sich insbesondere aus den Anforderungen an den Fahrstrom zur Versorgung elektrifizierter Züge bzw. Triebwagen, der auch Bahnstrom oder Traktionsenergie genannt wird. So hat das Bahnstromnetz in Deutschland historisch bedingt eine Frequenz von 16,7 Hz bei einer Spannung von 110 kV im Fernleitungs- und 15 kV im Oberleitungsnetz und unterscheidet sich damit von ge-

[348] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 60, a. a. O., Abschnitt 2.1.3.

wöhnlichem Strom mit 50-Hz-Standard-Industriefrequenz.[349]

Entsprechend den besonderen Anforderungen an die Form des Bahnstroms existieren auch Unterschiede in der zur Bereitstellung von Traktionsenergie benötigten Netzinfrastruktur. Die elektrischen Eisenbahnen erhalten den Strom durch Stromschienen und durch den Fahrdraht (I. Oberleitungsnetz). Der in konventionellen Kraftwerken produzierte Strom wird durch das Bahnstromfernleitungsnetz in die Fläche transportiert und zur Einspeisung an der Oberleitung bereitgestellt (II. Bahnstromfernleitungsnetz). In Umformern, Umrichtern und Unterwerken wird der Strom zuvor in die von der Eisenbahn benötigte Frequenz und Spannung transformiert (III. Anlagen zur Stromtransformation).[350]

411. Mit der Liberalisierung des Bahnmarktes gingen auch die Anlagen für die Versorgung mit Bahnstrom in verschiedenen Gesellschaften der Deutschen Bahn AG auf, sodass auch die Transportgesellschaften des DB-Konzerns (DB Fernverkehr AG, DB Regio AG, DB Schenker Rail GmbH) intern die Leitungen zur Versorgung mit Bahnstrom von eigenen Schwestergesellschaften in Anspruch nehmen. Für die Zuordnung der Bahnstrominfrastruktur trifft das Eisenbahnrecht verschiedene Regelungen:

Gemäß § 4 Absatz 3 des Allgemeinen Eisenbahngesetzes (AEG)[351] muss der Betreiber der Schienenwege auch den Betrieb der Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom zum Gegenstand seines Unternehmens machen. Unter den Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom sind offenkundig das Oberleitungsnetz und die Stromschienen zu subsumieren, die gesetzeskonform gemeinsam mit dem Trassenzugang von der Netzgesellschaft der Deutschen Bahn AG, der DB Netz AG, bewirtschaftet werden.

Die Bahnstromfernleitungen sind gemäß § 2 Absatz 3 AEG Eisenbahninfrastrukturanlagen. Diese werden zusammen mit den Anlagen zur Stromtransformation von der DB Energie GmbH bewirtschaftet. Die DB Energie GmbH verfügt zudem über erhebliche eigene Stromerzeugungskapazitäten, sodass sie etwa 80 Prozent des von ihr gelieferten Fahrstroms selbst produziert und nicht mehr am Stromgroßhandelsmarkt erwerben muss.[352]

[349] Eine weitere Besonderheit besteht in den geschlossenen S-Bahn-Systemen in Berlin und Hamburg, da es sich hier jeweils um Gleichstromnetze handelt.

[350] Der häufig im Rahmen des Themenfeldes Bahnstrom verwendete Begriff Bahnstromnetz ist nicht genau definiert, umfasst prinzipiell aber alle genannten Anlagen und Umwandler zu I., II. und III. Insbesondere aufgrund der Produktdefinition der DB Energie GmbH, die den Zugang zum Fernleitungsnetz (II.) und den Anlagen zur Stromtransformation (III.) als Bahnstrom-Netznutzung bezeichnet, wird bei Verwendung des Begriffs Bahnstromnetz auch häufig nur auf diese Anlagen abgestellt.

[351] Allgemeines Eisenbahngesetz vom 27. Dezember 1993, BGBL. I S. 2378, 2396; 1994 I S. 2439; zuletzt geändert durch Artikel 7 des Gesetzes vom 29. Juli 2009, BGBL. I S. 2542.

[352] Angaben der Bundesnetzagentur.

412. Institutionell ergibt sich infolge des Unbundlings für die Akteure auf den liberalisierten Bahn- und Energiemärkten die folgende Situation:

– Eisenbahnverkehrsunternehmen erwerben den Zugang zum Oberleitungsnetz automatisch mit der Buchung einer Netztrasse bei der DB Netz AG. Der Netzzugang unterliegt gemäß § 14 Absatz 1 und Absatz 4 AEG einer Zugangs- und Preisregulierung. Die Regulierung soll verhindern, dass dieser Teil der Infrastruktur, zu dessen Nutzung es für ein Eisenbahnverkehrsunternehmen keine wettbewerblichen Alternativen gibt, durch überhöhte oder diskriminierende Preissetzung der DB Netz AG zu einem Wettbewerbsproblem auf den Eisenbahntransportmärkten führt.

– Eisenbahnverkehrsunternehmen benötigen weiter den Zugang zu den Bahnstromfernleitungen und den Transformationsanlagen. Die DB Energie GmbH ermöglicht Eisenbahnverkehrsunternehmen die Nutzung dieser Anlagen und vertreibt das Zugangsprodukt unter dem Namen „Bahnstrom-Netznutzung“. Die Regulierung des Bahnstromnetzes im Hinblick auf das Zugangsgebot und die Entgelte steht im Spannungsfeld von Energie- und Eisenbahnrecht und war lange Zeit strittig. Nach jüngster Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs unterliegt der Netzzugang ebenfalls dem Energierecht und danach einer Zugangs- und Entgeltregulierung, vergleichbar mit anderen Energienetzen.[353]

– Neben dem Zugang zum Bahnstromnetz benötigt ein Eisenbahnverkehrsunternehmen auch die eigentliche elektrische Energie für den Betrieb der Züge (Traktionsenergie), die es – die „Bahnstrom-Netznutzung“ vorausgesetzt – am Energiemarkt erwerben kann. Alternativ kann es die Energie auch direkt bei der DB Energie GmbH gemeinsam mit dem Netzzugang erwerben. Letzteres Produkt wird von der DB Energie GmbH unter dem Markennamen „Bahnstrom-Vollversorgung“ vertrieben. Die Lieferung der Bahnenergie unterliegt, für sich genommen, weder nach dem Energiewirtschaftsgesetz noch nach dem Allgemeinen Eisenbahngesetz regulierungsrechtlichen Anforderungen.

– Elektrifizierte Zugfahrzeuge von Eisenbahnverkehrsunternehmen benötigen nicht nur eigene Antriebsenergie – sie sind teilweise auch in der Lage, bei Bremsvorgängen Bremsenergie in Strom umzuwandeln und in das Bahnstromnetz zurückzuspeisen. Die Rückspeiseenergie wird von der DB Energie GmbH vergütet. Nach der aktuellen Entscheidung des Bundesgerichtshofs über die Anwendungsmöglichkeit des Energierechts für die Bahnstromversorgung erscheint zukünftig jedoch auch eine Regulierung der Rückspeisevergütung möglich.[354]

413. Aus den geschilderten Strukturen resultieren verschiedene wettbewerbliche Probleme, auf welche die Mo-

[353] Vgl. auch Abschnitt 4.5.2.

[354] Vgl. auch Abschnitt 4.5.3.

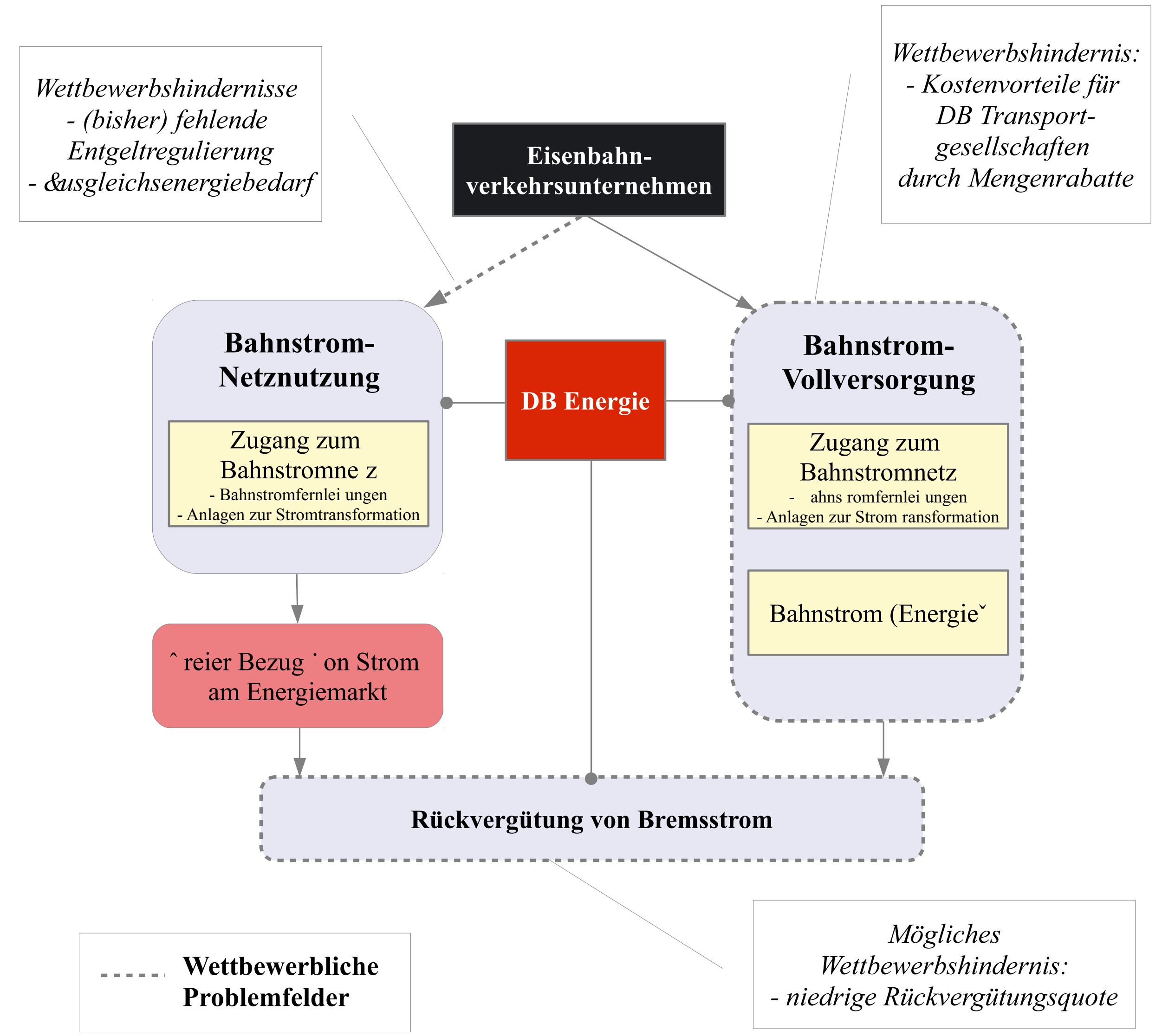
nopolkommission in der Vergangenheit bereits mehrfach hingewiesen hat und zu denen erst teilweise Lösungen gefunden wurden (vgl. Abbildung 4.6). Zentrale Schwierigkeiten für Wettbewerber der Deutschen Bahn AG im Nah-, Fern und Güterverkehr sind der Mangel an Möglichkeiten zur diskriminierungsfreien Beschaffung von Fahrstrom und die Vergütung für zurückgespeisten Bremsstrom.

414. Zur Beschaffung von Fahrstrom steht es Wettbewerbern offen, entweder bei der DB Energie GmbH die Bahnstrom-Netznutzung zu buchen und einen beliebigen Stromanbieter am Energiemarkt zu wählen oder sich alternativ im Rahmen der Bahnstrom-Vollversorgung komplett von der DB Energie GmbH versorgen zu lassen. Bereits in ihrem Sondergutachten zum Eisenbahnsektor aus dem Jahr 2009 hat die Monopolkommission darauf hingewiesen, dass der Versorgungsmöglichkeit am Energiemarkt eine besondere Bedeutung zukommt, da durch sie ein wettbewerblicher Strombezug ermöglicht wird, der auch geeignet ist, den Bezugspreis des Vollversorgungsproduktes der DB Energie GmbH zu disziplinieren.[355] Vor diesem Hintergrund ist den Hindernissen, die sich für ei-

[355] Vgl. Monopolkommission, Bahn 2009: Wettbewerb erfordert Weichenstellung, Sondergutachten 55, Baden-Baden 2010, Tz. 248 f., 253 f.

Abbildung 4.6

Wettbewerbshindernisse im Stromversorgungsprozess der Eisenbahnverkehrsunternehmen



Quelle: Eigene Darstellung

nen wettbewerblichen Bezug von Bahnstrom am Energiemarkt stellen, besondere Beachtung zu schenken.

415. Eine Schwierigkeit bei der Inanspruchnahme des für den Strombezug am Energiemarkt notwendigen Zugangs zum Bahnstromnetz stellt bisher der von der DB Energie GmbH gewählte Zugangspreis für dieses Produkt dar. Anders als im Falle gewöhnlicher Industriestromnetze wurde dieser Preis bisher nicht von der Bundesnetzagentur kontrolliert und genehmigt. Die fehlende Entgeltkontrolle war vor allem darauf zurückzuführen, dass die DB Energie GmbH lange Zeit die rechtliche Position vertreten hat, dass das Bahnstromnetz einer Zugangs-, nicht aber einer Entgeltregulierung unterliege. Verschiedene Aspekte sprechen dafür, dass infolge dieser Situation von der DB Energie GmbH aus strategischen Gründen ein sehr hoher Preis für den Netzzugang gewählt wurde.[356]

416. Der möglicherweise überhöhte Preis für den Netzzugang und verschiedene weitere Problematiken der freien Versorgung mit Fahrstrom – etwa die Bestimmungen der DB Energie GmbH zum Bezug von Ausgleichsenergie – haben dazu geführt, dass bisher kein Eisenbahnverkehrsunternehmen auf die Kombination des Produktes Bahnstrom-Netznutzung in Verbindung mit einer Strombeschaffung am Energiemarkt zurückgegriffen hat. Die Monopolkommission hat bereits 2009 in ihrem Sondergutachten zum Eisenbahnsektor auf die problematischen Folgen dieser Situation hingewiesen. Infolge eines Urteils des Bundesgerichtshofs aus dem Jahr 2010 ist der Netzzugang nun den Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes unterworfen, sodass eine Entgeltkontrolle durch die Bundesnetzagentur erfolgen wird. Offen bleibt, ob diese Entscheidung dafür ausreicht, dass die Bahnstrom-Netznutzung zukünftig eine reale Alternative zur Vollversorgung mit Fahrstrom durch die DB Energie GmbH darstellt.

417. Die vorherigen Ausführungen legen nahe, dass die DB Energie GmbH die Nachfrage von Eisenbahnverkehrsunternehmen derzeit gezielt in Richtung des Vollversorgungsproduktes lenkt, wodurch sie heute de facto alleiniger Anbieter von Bahnstrom ist. Da es sich bei der Energieversorgung um ein prinzipiell wettbewerbsfähiges Produkt handelt, unterliegt der Energiepreis im Rahmen der Vollversorgung mit Bahnstrom durch die DB Energie GmbH auch nicht der sektorspezifischen Regulierung des Bahn- und Energierechts. Zwar ermöglicht die DB Energie GmbH prinzipiell allen Eisenbahnverkehrsunternehmen die Buchung des Vollversorgungsproduktes. Die DB Energie GmbH sieht jedoch gleichfalls bereits seit mehreren Jahren unterschiedliche Mengenrabatte für die Buchung der Bahnstrom-Vollversorgung vor. Während die Eisenbahnverkehrsunternehmen der Deutschen Bahn AG die höchsten Rabattstaffeln jeweils problemlos erreichen, bleiben die Wettbewerber weit jenseits der notwendigen Abnahmemengen. Faktisch ergibt sich aus den Rabatten ein Kostennachteil der Wettbewerber gegenüber den Eisenbahnverkehrsunternehmen der Deutschen Bahn AG, der umgerechnet auf die Gesamtkosten des Fahrbetriebs eines Eisenbahnverkehrsunternehmens rund 1 Prozent beträgt.[357] Aufgrund der geringen Margen in der Bahnbranche kann dieser Kostenvorteil als erheblich betrachtet werden.

418. Gegenstand einer Klage zur Bahnstrom-Vollversorgung, über die im Jahr 2006 vom Oberlandesgericht Frankfurt am Main entschieden wurde, war die Kürzung des Rechnungsbetrags für gelieferten Bahnstrom durch ein privates Eisenbahnverkehrsunternehmen.[358] Nach Auffassung des Gerichts waren die zu diesem Zeitpunkt geltenden Bahnstrompreise jedoch weder unter kartellrechtlichen noch unter sonstigen rechtlichen Gesichtspunkten zu beanstanden.[359] Gegen das Urteil des Oberlandesgerichts Frankfurt wurde zwar beim Bundesgerichtshof Revision eingelegt, allerdings wurde die Revision im Anschluss wieder zurückgenommen. Das Bundeskartellamt, das von Amts wegen gegen das Rabattsystem der DB Energie GmbH vorgehen könnte, hat darauf bisher verzichtet.[360] Insgesamt ist festzustellen, dass bisher wenig Evidenz über die kartellrechtliche Konformität der Mengenrabatte vorliegt und eine höchstrichterliche Klärung dieser

---

[356] Auffällig ist insbesondere, dass der implizite Strompreis des alternativ wählbaren Vollversorgungsproduktes der DB Energie GmbH (Netzentgelt + Energieversorgung), also der Strompreis den man erhält, wenn man das Netzzugangsentgelt vom Vollversorgungspreis subtrahiert, etwa 25 Prozent unterhalb des marktüblichen Preises für Strom liegt. Es ist für die DB Energie GmbH jedoch nicht wirtschaftlich, den Bahnstrom unter Marktpreis abzugeben, da sie sich in diesem Fall besser stellen könnte, wenn sie ihren in Kraftwerken erzeugten Strom in die konventionellen Stromnetze einspeist und am Energiemarkt veräußert. Dieser Umstand weist sehr deutlich darauf hin, dass der tatsächliche Strompreis der DB Energie GmbH deutlich höher als dieser implizite Preis liegt und die DB Energie GmbH einen strategisch hohen Preis für die Netzentgelte angesetzt hat.

[357] Der Kostennachteil von Wettbewerbern der Deutschen Bahn AG bei der Versorgung mit Bahnstrom ergibt sich aus verschiedenen Rabatten im Preissystem der DB Energie GmbH. Nach der Preisregelung vom 1. Januar 2011 handelt es sich dabei um Mengenrabatte, einen Staffelrabatt von bis zu 4 Prozent und einen Auslastungsrabatt in Höhe von zusätzlich 5 Prozent. Ausgehend vom rabattierten Preis entspricht ein Mengenrabatt von maximal 9 Prozent einem Preisaufschlag für Wettbewerber von bis zu 10,2 Prozent. Die derzeit 26 Wettbewerber der Deutschen Bahn AG haben sich jedoch zur Einkaufsgemeinschaft RAILECO zusammengeschlossen, die den höchsten Staffelrabatt erreicht, sodass sich der Preisaufschlag der in der Einkaufsgemeinschaft organisierten Unternehmen gegenüber den DB-Gesellschaften auf 5,8 Prozent reduziert. Der Auslastungsrabatt kann faktisch nur von den Transporttöchtern der Deutschen Bahn AG in Anspruch genommen werden, da selbst die Einkaufsgemeinschaft weit von der notwendigen Jahresabnahmemenge von mindestens 2 000 GWh entfernt bleibt. Da die Kosten für Bahnstrom nach Informationen der Monopolkommission im Durchschnitt etwa 15 Prozent der Kosten eines Eisenbahnverkehrsunternehmen ausmachen, beträgt der Gesamtkostennachteil von Wettbewerbern gegenüber den Unternehmen der Deutschen Bahn AG je nach erreichter Rabattstaffel zwischen 0,87 und 1,53 Prozent. Er kann weiter steigen, wenn insbesondere kleinere Wettbewerber im Fern- und Güterverkehr aus Risikogründen nicht in der Lage sein sollten, die zusätzlichen Laufzeitrabatte der DB Energie GmbH in Anspruch zu nehmen, die zu einem weiteren Rabatt von maximal 10 Prozent bei zehn Jahren Vertragslaufzeit führen. Vgl. DB Netze, Anlage 4 zum Rahmenstromliefervertrag, Bahnstrompreisregelung ab 1. Januar 2011; Angaben von Marktteilnehmern gegenüber der Monopolkommission.

[358] OLG Frankfurt, Urteil vom 19. September 2006, 11 U 44/05 (Kart), WuW/E DE-R 1901.

[359] Vgl. ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 55, a. a. O., Tz. 252; Monopolkommission, Wettbewerbs- und Regulierungsversuche im Eisenbahnverkehr, Sondergutachten 48, Baden-Baden 2007, Tz. 204 ff.

Rechtsfrage noch aussteht. Zwischenzeitlich hat die DB Energie GmbH ein Gutachten erstellen lassen,[361] welches darlegt, dass es sich bei den Mengenrabatten um gewöhnliche Rabatte handele, die ökonomisch und nicht strategisch begründet seien.[362] Die Mengenrabatte entsprächen in ihrer Wirkung einem zweiteiligen Tarif, der Effizienzvorteile durch die Möglichkeiten zur Abdeckung von Fixkosten generiere.

419. Die Monopolkommission hat bereits in früheren Gutachten darauf hingewiesen, dass die Rabattstaffelung der DB Energie GmbH wie eine offene Preisdiskriminierung zum Nachteil der Wettbewerber der Deutschen Bahn AG wirkt.[363] Sie teilt nicht die Auffassung des oben genannten Gutachtens, wonach der Preis dem auf einem wettbewerblichen oder perfekt regulierten Markt entspricht. Zwar entstehen durch die Anwendung von Mengenrabatten statische Effizienzvorteile. Insbesondere entsprechen Mengenrabatte aus ökonomischer Sicht einem zweiteiligen Tarif, wodurch die Einpreisung von Fixkosten besser möglich ist. Diesem Effekt liegt jedoch die Annahme zugrunde, dass marginale Nachfrager nicht abgeschreckt und ausgebremst werden, was im Bahnsektor nicht zutrifft.[364] Im Wettbewerb lässt sich jedoch eine Preisdifferenzierung nur unter engen Voraussetzungen durchsetzen, da die mit einem höheren Preis belegten Unternehmen in der Regel zu einem Konkurrenten abwandern, der auf die Preisdiskriminierung verzichtet. Gerade im Hinblick auf die Öffnung eines vormals staatlichen Industriesektors ist die Entwicklung von Wettbewerb, der hier in der Regel erhebliche dynamische Effizienzpotenziale mit sich bringt, der Erzielung geringer statischer Effizienzvorteile vorzuziehen.

420. Die Monopolkommission sieht in den Mengenrabatten des Bahnstrom-Vollversorgungsproduktes derzeit ein erhebliches wettbewerbliches Problem gegeben und würde daher eine Prüfung durch das Bundeskartellamt begrüßen. Mittelfristig sollte der Preis für die Vollversorgung jedoch nicht durch einen kartellrechtlichen Eingriff, sondern durch Alternativen aus dem Markt diszipliniert werden. Die Monopolkommission sieht daher eine Kernaufgabe von Gesetzgeber und Regulierungsbehörde darin, wettbewerbliche Alternativen zur Bahnstrom-Vollversorgung durch eine geeignete Regulierung des Bahnstromnetzzugangs zu schaffen. Vor diesem Hintergrund hat die Monopolkommission die bestehenden Hindernisse im Bereich der Bahnstrom-Netznutzung in Abschnitt 4.5.2 eingehend untersucht.

421. Unabhängig von der Wahl des Versorgungsweges ist in den letzten Jahren ein weiteres Problem der wettbewerblichen Versorgung mit Bahnstrom deutlich geworden, das mit der Vergütung des in das Bahnstromnetz zurückgespeisten Bremsstroms zusammenhängt. Die Rückspeiseenergie, die Eisenbahnen beim Bremsen erzeugen, reduziert nicht den eigenen Verbrauch, sondern stellt eine erneute Einspeisung dar, die von anderen Akteuren im Markt genutzt werden kann. Wettbewerber werfen der DB Energie GmbH jedoch vor, dass sie die Rückspeiseenergie zu gering vergüte, da die Rückspeisevergütung erheblich unter den Energieversorgungsentgelten läge. Aufgrund der Aktualität dieses Problemfeldes wird dieses nachfolgend in Abschnitt 4.5.3 ausführlich behandelt.

4.5.2 Wettbewerbshindernisse im Bereich der Bahnstrom-Netznutzung

422. Die Bahnstrom-Netznutzung stellt für ein Eisenbahnverkehrsunternehmen eine notwendige Leistung dar, um Strom am Energiemarkt beschaffen zu können. Da das Zugangsentgelt für das Bahnstromnetz bislang nicht durch die Bundesnetzagentur genehmigt worden ist, konnte die DB Energie GmbH bisher den Preis für den Netzzugang nach eigenem Ermessen festsetzen. Im Hinblick auf dieses grundlegende Problem für den wettbewerblichen Bezug von Strom zum Betrieb elektrifizierter Bahnen hat sich jedoch infolge eines aktuellen Urteils eine grundlegend neue Situation ergeben.

423. Im November 2010 entschied der Bundesgerichtshof, dass das Bahnstromfernleitungsnetz dem Anwendungsbereich des Energiewirtschaftsgesetzes und damit der Regulierung durch die Bundesnetzagentur unterliegt.[365] Vorausgegangen war ein Beschluss der Bundesnetzagentur, der die DB Energie GmbH verpflichtete, gemäß § 23a EnWG eine Genehmigung für die erhobenen Netzentgelte einzuholen. Die von der DB Energie GmbH dagegen gerichtete Beschwerde wurde vom Oberlandes-

---

[360] Zuletzt hat die Europäische Kommission ein Missbrauchsverfahren nach Artikel 102 AEUV gegen die Deutsche Bahn AG eingeleitet und zu diesem Zweck am 29. März 2011 Durchsuchungen vorgenommen. Hintergrund war der Verdacht, dass die Deutsche Bahn AG ihre eigene Frachtsparte bei der Energieversorgung bevorzugt. Näheres zu den Verdachtsmomenten ist nicht bekannt. Vgl. EU-Kommission, Pressemitteilung vom 31. März 2011, MEMO/11/208.

[361] Der Monopolkommission lag nicht das Gutachten selbst, aber ein auf dem Gutachten basierender Aufsatz des Autors vor, auf dem die folgende Darstellung basiert; vgl. Ockenfels, A., Die Ökonomik nichtlinearer Tarife am Beispiel Bahnstrom, Zeitschrift für Energiewirtschaft 33(4), 2009, S. 306–315.

[362] Vgl. ebenda, S. 312.

[363] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 55, a. a. O., Tz. 251; Sondergutachten 48, a. a. O., Tz. 211.

[364] Nichtlineare Tarife generieren unstrittig statische Wohlfahrtsvorteile, da die Trassenpreise sich eher an marginalen Kosten orientieren können. Unberücksichtigt bleibt dabei jedoch, dass Wettbewerbern gegenüber dem etablierten Unternehmen dadurch Kostennachteile entstehen und diese so von einem Markteintritt abgehalten werden könnten. Dem statischen Wohlfahrtsvorteil nichtlinearer Tarife stehen deshalb ganz erhebliche dynamische Wohlfahrtsverluste entgegen. Naheliegend ist in diesem Fall ein Vergleich mit dem Mengenrabatt im Rahmen der vor 2001 gültigen Trassenpreissysteme, welche die Verkehrsunternehmen der Deutschen Bahn AG als einzige Großabnehmer begünstigten. Im Vergleich zum Energiepreissystem ist im Falle der Trassenpreise das Argument statischer Wohlfahrtsvorteile noch gewichtiger, da die Netzinfrastruktur der Bahn besonders erhebliche Fixkosten erzeugt, die durch einen zweiteiligen Tarif im statischen Wohlfahrtsmodell theoretisch optimal verteilt werden können. De facto führte der dadurch entstehende Mengenrabatt jedoch zum Ausschluss von Wettbewerbern, die nicht in Konkurrenz zur Deutschen Bahn treten konnten, sodass dieser Rabatt vom Bundeskartellamt als missbräuchlich untersagt wurde; vgl. http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/archiv/Pressemeld Archiv/2000/2000_09_08.php

[365] BGH, Urteil vom 9. November 2010, EnVR 1/10.

gericht Düsseldorf zurückgewiesen.[366] Der Bundesgerichtshof entschied schließlich, dass die Rechtsbeschwerde, mit der die DB Energie GmbH ihren Antrag auf Aufhebung des Beschlusses der Bundesnetzagentur weiterverfolgte, unbegründet sei. Der Bundesgerichtshof sieht gemäß § 3a EnWG das Energiewirtschaftsrecht als anwendbar an, da das Bahnstromfernleitungsnetz der Versorgung von Eisenbahnunternehmen mit leitungsgebundener Energie diene. Entsprechend legt das Gericht die spiegelbildliche Vorschrift des § 1 Absatz 2 Satz 3 AEG dahingehend aus, dass die Anwendbarkeit des Allgemeinen Eisenbahngesetzes ausgeschlossen ist. Insbesondere sind nach dem Beschluss des Bundesgerichtshofs die Zugangs- und Entgeltregelungen für den Netzzugang nach §§ 20 ff. EnWG auch auf die Bahnstromnetze anzuwenden.

Die Anwendbarkeit des Energiewirtschaftsgesetzes wird nach Auffassung des Gerichtshofs insbesondere nicht dadurch ausgeschlossen, dass im Eisenbahnrecht etwas anderes geregelt ist. Das Eisenbahnrecht beinhalte nur Zugangs- und Entgeltregelungen für die Nutzung der Schienenwege und für den Gebrauch bestimmter Serviceeinrichtungen, jedoch weder Zugangs- noch Entgeltregelungen im Hinblick auf das Bahnstromnetz. Zwar gehören Bahnstromfernleitungen gemäß § 2 Absatz 3 AEG zur Eisenbahninfrastruktur und nach § 14 Absatz 1 AEG sind Eisenbahninfrastrukturunternehmen zur Gewährung einer diskriminierungsfreien Infrastrukturnutzung verpflichtet. Bei einer Gesamtbetrachtung des Regelungswerks ergebe sich aber, dass § 14 Absatz 1 AEG den Zugang zum Bahnstromnetz und das Entgelt für seine Nutzung weder regele noch regeln wolle. Hierfür spreche bereits, dass die Eisenbahninfrastruktur-Benutzungsverordnung nur den Zugangsanspruch für die Benutzung der Schienenwege und bestimmter Serviceeinrichtungen näher ausgestalte, nicht aber für die Nutzung des Bahnstromnetzes. Das Allgemeine Eisenbahngesetz enthalte somit als einziges Kriterium für den Zugang zum Bahnstromnetz die Diskriminierungsfreiheit, wohingegen das Energiewirtschaftsrecht den Zugangsanspruch in den §§ 20 ff. EnWG und der Stromnetzzugangsverordnung äußerst detailliert regele. Der Bundesgerichtshof hält es vor diesem Hintergrund für nahezu ausgeschlossen, dass der Gesetzgeber eine so rudimentäre Vorschrift wie § 14 Absatz 1 AEG als abweichende Regelung im Sinne des § 3a EnWG gemeint haben könnte. Darüber hinaus leitet das Gericht aus der Entstehungsgeschichte sowie Sinn und Zweck des § 14 Absatz 1 AEG ab, dass die Norm keine das Energiewirtschaftsgesetz verdrängende abweichende Regelung darstellt. Vielmehr wird nach Ansicht des Bundesgerichtshofs durch das Eisenbahnrecht nur die technische Nutzung der Anlagen geregelt, während sich die wirtschaftlichen Fragen der Versorgung mit Energie nach dem Energiewirtschaftsrecht richten sollen.

Mit dem Beschluss des Bundesgerichtshofs ist nun höchstrichterlich entschieden, dass das Bahnstromfernleitungsnetz als Energieversorgungsnetz der Entgeltgenehmigungspflicht des Energiewirtschaftsgesetzes und damit einer am Effizienzmaßstab orientierten Kostenprüfung unterliegt. Die DB Energie GmbH muss nun der Bundesnetzagentur ihre Netzentgelte zur Prüfung und Genehmigung vorlegen.[367]

424. Ein weiteres wettbewerblich relevantes Problem im Zusammenhang mit der Bahnstrom-Netznutzung ergibt sich aus den bestehenden, von der DB Energie GmbH vorgegebenen Rahmenbedingungen zur Ausgleichsenergie. Der Bedarf an elektrischer Energie im Bahnstromnetz schwankt mit dem Fahrverhalten der Züge. Diese Schwankungen muss der Bahnstrom- und Fahrleistungsnetzbetreiber durch Ausgleichsenergie kompensieren.[368] Die Messung des Strombezugs für die Eisenbahnverkehrsunternehmen erfolgt ausschließlich mittels einer registrierten Leistungsmessung (RLM). Die Verkehrsgesellschaften, die ihren Strom von Drittanbietern beziehen, müssen mittels sog. Energiefahrpläne im Viertelstunden-Zeitraster der DB Energie GmbH mitteilen, wie viel 50-Hz-Drehstrom über die Umformer- bzw. Umrichteranlagen in die Bahnstromenergieanlagen eingespeist werden soll. Diese Angaben werden dann im Bilanzkreis der DB Energie GmbH berücksichtigt.[369] Der Verbraucher entnimmt die Energie an beliebigen Stellen im Bahnstromnetz, die sich durch den Zugbetrieb ergeben, und die DB Energie GmbH erfasst über die von dem Verbraucher genutzten Verbrauchsmesseinrichtungen den tatsächlichen Stromverbrauch. Der Ausgleich zwischen bestellter und entnommener Energie wird auf Grundlage von Leistungsmittelwerten bestimmt und die entsprechenden Ausgleichsenergiekosten werden unabhängig von der tatsächlichen Situation des Gesamtbilanzkreises der DB Energie GmbH berechnet. Abweichungen werden stundenscharf saldiert.

425. Von der DB Energie GmbH beschaffte Ausgleichsenergie wird immer dann relevant, wenn sich Abweichungen von der Verbrauchsplanung des Strom beziehenden Eisenbahnverkehrsunternehmens ergeben. Die Ausgleichsenergiebestimmungen der DB Energie GmbH betreffen derzeit ausschließlich Eisenbahnverkehrsunternehmen, die Strom von Drittanbietern beziehen. Bei der Bahnstrom-Vollversorgung übernimmt die DB Energie GmbH das Risiko einer zeitversetzten Abnahme von Energie.[370] Beim

[366] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16. Dezember 2009, VI-3 Kart 61/09 (V), Zeitschrift für Neues Energierecht 14(2), 2010, S. 176.

[367] Unionsrechtlich enthält der Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines einheitlichen europäischen Eisenbahnraums (Neufassung), 17. September 2010, KOM(2010) 475, Änderungen in den Regelungen des Zugangs zu Bahnstromnetzen. Diese Netze sollen nun in Anhang III des Entwurfs als Teil des Mindestzugangspakets aufgeführt werden, auf welches Eisenbahnunternehmen nach Artikel 13 unter Ausschluss jeglicher Diskriminierung Anspruch haben. Auf die deutschen Regelungen hat diese Änderung unter den bestehenden Rahmenbedingungen keine entscheidenden praktischen Auswirkungen.

[368] Vgl. Abschnitt 4.1.1.4.

[369] Für den Bezug aus dem 50-Hz-Netz besitzt die DB Energie GmbH einen eigenen Bilanzkreis, der in das Bilanzkreissystem der Übertragungsnetzbetreiber eingebunden ist.

[370] Vgl. DB Netze, Bahnstrom-Vollversorgung, Leistungen für die Bahnstromversorgung, http://www.dbenergie.de/site/dbenergie/de/leistungen/bahngleichstrom/bahnstrom__gleichstrom__vollversorgung.html [Abruf: 1. Juni 2011].

Netznutzungsmodell entstehen den Eisenbahnverkehrsunternehmen sowohl bei einer Über- als auch bei einer Unterspeisung Kosten, die nach einem starren Ausgleichsenergiepreissystem berechnet werden. Dabei wird positive Ausgleichsenergie derzeit mit 1 ct/kWh vergütet, während negative Ausgleichsenergie unabhängig vom Gesamtbilanzkreissystem mit 7,5 ct/kWh berechnet wird.[371] Die Bestimmungen werden insbesondere dann relevant, wenn ein Eisenbahnverkehrsunternehmen zu einer anderen Zeit fährt, als fahrplanmäßig vorgesehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Kosten auch anfallen, wenn die Ursache für die Abweichung vom Fahrplan beim Infrastrukturbetreiber zu finden ist. Nach Angaben von Wettbewerbern tragen die bestehenden Ausgleichsenergiebestimmungen maßgeblich dazu bei, dass die Bahnstrom-Vollversorgung derzeit für Eisenbahnverkehrsunternehmen die deutlich günstigere Alternative darstellt.

Die dargestellten Bestimmungen der DB Energie GmbH unterscheiden sich erheblich von den üblichen Regelungen des Strommarktes, wo keine starren Ausgleichsenergiepreise existieren, sondern variable Preise symmetrisch für Über- und Unterdeckung in Rechnung gestellt werden und dabei gemäß § 8 Absatz 2 Satz 2 StromNZV die für die Beschaffung von bestimmten Regelleistungen entstandenen Arbeitskosten auf die Ausgleichsenergieentgelte umgelegt werden. Auf dieser Grundlage gelten viertelstundenscharfe Ausgleichsenergiepreise.[372]

426. Da nun künftig das Energiewirtschaftsgesetz und insbesondere die §§ 22, 23 EnWG im Bahnstromnetz zur Anwendung kommen, ist nach Ansicht der Monopolkommission das heutige Berechnungssystem der DB Energie GmbH nicht haltbar. Nach § 8 Absatz 2 StromNZV müssen Ausgleichsenergiepreise zum einen symmetrisch für Über- und Unterdeckungen eines jeden Bilanzkreises zur Anwendung gebracht werden; zum anderen dürfen auf die Ausgleichsenergiepreise – wie dargestellt – nur bestimmte Regelkosten umgelegt werden. Durch die Umsetzung dieser Vorgaben könnte ein bedeutender Kostennachteil der Kombination der Bahnstrom-Netznutzung mit einer Strombeschaffung am Energiemarkt gegenüber der Bahnstrom-Vollversorgung zukünftig entfallen.

427. Problematisch erscheint jedoch weiterhin, dass im Falle des Fremdbezugs von Bahnstrom Diskriminierungsmöglichkeiten bei Schiene und Strombezug verknüpft werden. Da sich die Menge der benötigten Ausgleichsenergie z. B. aufgrund von Fahrplanänderungen und durch Eisenbahnverkehrsunternehmen nicht beeinflussbare Verzögerungen erhöhen kann, erscheint eine viertelstündlich genaue Kalkulation der benötigten Strommengen durch die Eisenbahnverkehrsunternehmen problematisch.[373] Da sich besonders bei kleinen Eisenbahnverkehrsunternehmen die zeitlichen Abweichungen des Verbrauchs verschiedener Züge nur in deutlich geringerem Maße gegenseitig ausgleichen können, ist hier das Kostenrisiko für die Ausgleichsenergie besonders hoch. Infolge dieser Situation kommt ein Fremdbezug insbesondere für kleinere Eisenbahnverkehrsunternehmen möglicherweise auch bei deutlich geringeren Netzentgelten nicht infrage.

4.5.3 Mögliche Wettbewerbshindernisse bei der Rückspeisung von Bremsstrom

428. Ein weiteres, in den letzten Jahren zunehmend diskutiertes Problem der wettbewerblichen Voraussetzungen der Bahnstromversorgung betrifft die sog. Rückspeiseenergie. Elektrisch angetriebene Triebfahrzeuge ermöglichen eine Rückgewinnung elektrischer Energie beim Bremsen. Diese Bremsenergie kann durch entsprechend ausgestattete Fahrzeuge in das Fahrleitungsnetz zurückgespeist werden. Seit den 1990er Jahren werden neue Triebfahrzeuge standardmäßig mit entsprechender Bremsenergierückspeisung ausgestattet. Wettbewerber der Deutschen Bahn AG im Güter- und Personenverkehr fahren, soweit sie elektrische Traktion nutzen, praktisch ausschließlich mit rückspeisefähigen Fahrzeugen, während die Deutsche Bahn AG weiterhin einen nicht unerheblichen Anteil nicht rückspeisefähiger Altfahrzeuge im Einsatz hat.

429. Die tatsächliche Rückspeisequote, d. h. das Verhältnis des bezogenen Fahrstroms zum zurückgespeisten Bremsstrom, ist allgemein sehr stark von der jeweiligen Zugfahrt und insbesondere den geografischen Verhältnissen und dem Fahrplan abhängig. Dabei erreicht der Schienenpersonennahverkehr wegen des kurzen Haltestellenabstands die höchsten Rückspeisequoten. Im S-Bahn-Verkehr können Triebwagen etwa 30 Prozent der eingesetzten Energie wieder zurückspeisen, während im Güterverkehr nur ca. 10 Prozent erreichbar sind. Insgesamt wird nach Angaben des Nachhaltigkeitsberichts[374] der Deutschen Bahn AG eine Rückspeisequote von etwa 8 Prozent erreicht.[375]

430. Für durch Triebfahrzeuge zurückgespeisten Bahnstrom erhält das Eisenbahnverkehrsunternehmen eine Vergütung. Nach dem Rahmenstromliefervertrag der Bahnstrom-Vollversorgung der DB Energie GmbH beträgt die Vergütung für Bremsstrom derzeit im Durchschnitt etwas mehr als 45 Prozent des Arbeitspreises für regulären Bahnstrom.[376]

---

[371] Die Netzentgelte werden derzeit von der DB Energie GmbH überarbeitet, sodass keine näheren Informationen verfügbar sind.

[372] Vgl. Abschnitt 4.1.1.4.

[373] Das Anreizsystem zur Verhinderung von Störungen der DB Netz AG soll dafür sorgen, dass entstehende Kosten für Verzögerungen im Betriebsablauf dem jeweiligen Verursacher angelastet werden. Dieses System ist jedoch weitgehend wirkungslos. Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 60, a. a. O., Abschnitt 2.2.2.5.

[374] Vgl. Deutsche Bahn AG, Nachhaltigkeitsbericht 2009, Berlin, Juni 2009, S. 153.

[375] Unklar ist, ob dabei auch konzernunabhängige Unternehmen erfasst sind, die zusammen etwa 10 Prozent des gesamten Bahnstroms verbrauchen.

[376] Der Arbeitspreis für Bahnstrom, in dem Netznutzung, Energielieferung, Messung und Verrechnung sowie die aus den Vorschriften des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes resultierenden Belastungen enthalten sind, wird nach Zeitzonen differenziert. Ohne Berücksichtigung von mengenbezogenen Rabatten beträgt der Arbeitspreis im Hochtarif derzeit (seit dem 1. Januar 2011) 13,2 ct/kWh, die Vergütung für Bremsstrom 6 ct/kWh, im Mitteltarif ist das Verhältnis 11,45 ct/kWh zu 5,5 ct/kWh und im Niedertarif beträgt der reguläre Arbeitspreis 10 ct/kWh, die Vergütung für Bremsstrom 4,8 ct/kWh. Auf den Arbeitspreis werden – wie dargestellt – Rabatte von bis zu 9 Prozent gewährt. Dazu wird ein Zuschlag nach § 37 Absatz 1 Satz 1 EEG von 0,7 ct/kWh bzw. in Ausnahmefällen von 0,08 ct/kWh erhoben.

Die Eisenbahnverkehrsunternehmen zahlen also nicht ihren tatsächlichen Gesamtverbrauch in Höhe der Differenz zwischen bezogenem Fahrstrom und zurückgespeistem Bremsstrom, sondern bezahlen den Fahrstrom und erhalten für die Bremsenergie einen Teil dieses Preises zurück. Wettbewerber der Deutschen Bahn AG sehen diese Vergütung als zu niedrig und deshalb als diskriminierend an.[377]

431. Obwohl der Bahnstrompreis im Gegensatz zum Netzzugang auch nach dem Urteil des Bundesgerichtshofs, wonach das Bahnstromnetz dem Anwendungsbereich des Energiewirtschaftsgesetzes unterliegt, weiterhin nicht reguliert wird, hat das Urteil durchaus Auswirkungen auf die Regulierungsmöglichkeit der Rückspeisevergütung. Diese unterliegt nach dem Energiewirtschaftsgesetz in Verbindung mit der Stromnetzentgeltverordnung der Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Nach § 18 Absatz 1 Satz 1 und 2 StromNEV erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt. Dieses Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen. Die Bundesnetzagentur sollte demnach prüfen, ob die gezahlten Vergütungen mit den Einsparungen der Deutschen Bahn AG übereinstimmen.

432. Um beurteilen zu können, ob die derzeitige Vergütung für zurückgespeisten Bremsstrom missbräuchlich ist, ist zu bewerten, in welchem Umfang die zurückgespeiste Bremsenergie nutzbar ist und den Erzeugungsbedarf reduziert und welche zusätzlichen Kosten dessen Nutzung verursacht.

Für den Wert des zurückgespeisten Stroms ist insbesondere wichtig, inwieweit dieser für andere Verbraucher nutzbar ist. Das deutsche Oberleitungsnetz weist im Gegensatz zu Netzen anderer Länder kaum Trennstellen durch verschiedene Versorgungsabschnitte auf und ist weitestgehend durchgeschaltet. Dies ermöglicht es, die elektrische Nutzbremse jederzeit unterbrechungsfrei zu verwenden und den zurückgespeisten Strom anderen Verbrauchern vergleichsweise problemlos zur Verfügung zu stellen, da keine technischen Hürden und Hindernisse existieren, die den Weg des beim Bremsen gewonnenen Stroms behindern oder nennenswerte Leitungs- oder Umformungsverluste verursachen.[378] Die Bremsenergie verbleibt nach Angaben von Experten dabei im Fahrleitungsnetz und reduziert somit die Einspeisung aus dem Hochspannungsnetz. Die Energie muss also typischerweise nicht zurück in die Hochspannungsversorgung gespeist werden, was mit zusätzlichen Kosten verbunden wäre.[379] Damit verbleibt der Bremsstrom bei der DB Netz AG und geht nicht zurück an die für die Hochspannungsleitungen zuständige DB Energie GmbH. Laut Angaben von Wettbewerbern der Deutschen Bahn AG, die sich auf Aussagen von Prof. Dr. Arnd Stephan der TU Dresden und ein Gutachten im Auftrag des Raileco Rail Energy Consortium[380] stützen, wird Bremsstrom mit einem Leitungsverlust von 0 bis 4 Prozent von anderen Verbrauchern im Fahrleitungsnetz der DB Netz AG aufgenommen.[381] Auch die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass Rückspeisungen im zentralen Bahnstromnetz zu einem hohen Anteil nutzbar sind. Die Deutsche Bahn AG spricht dagegen von deutlich höheren Verlusten. In ihrem Nachhaltigkeitsbericht schreibt die Deutsche Bahn AG allerdings: „Jede zwölfte Kilowattstunde des Stroms, der durch die Oberleitungen fließt, verwendet die DB zwei Mal.“[382] Die Angabe, dass der Strom zweimal verwendet wird, deutet darauf hin, dass der Bremsstrom fast vollständig nutzbar ist. Durch zurückgeführte Energie muss entsprechend weniger Strom von der DB Energie GmbH in die Fahrleitung eingespeist werden.

433. Der Wert des Stroms wird maßgeblich vom Zeitpunkt und der Planbarkeit seiner Bereitstellung bestimmt. Entscheidend ist, welche Kosten die DB Energie GmbH durch Rückspeisungen einspart. Entsprechend macht die Deutsche Bahn AG für die geringe Rückspeisevergütung geltend, dass die Einleitung des Bremsstroms nicht planbar sei und daher einen hohen Bedarf an Regelenergie verursache. Fraglich ist, ob eine erhöhte Lastdynamik bei zunehmender Rückspeisung den Einsatz von mehr Regelleistung bei der Energieerzeugung erfordert. Allgemein ist davon auszugehen, dass Abweichungen gegenüber dem fahrplanmäßig sehr genau planbaren Bedarf (inklusive Rückspeisung) nur zu einem geringen Teil durch die Eisenbahnverkehrsunternehmen selbst beeinflusst werden kann und zu einem großen Teil auf Abweichungen vom Fahrplanbetrieb zurückzuführen ist. Es ist fraglich, ob die Einspeisung von Bremsenergie signifikante Verstärkungen der Schwankungen des Nettoverbrauchs auslösen kann, wenn die Zahl der fahrenden Züge hinreichend groß ist. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur wird der zu erwartende Anteil zurückgespeister Energie bei zunehmendem Einsatz neuer Fahrzeuge, die alle rückspeisefähig sind, immer kalkulierbarer. Generell ist davon auszuge-

---

[377] Die Höhe der Rückspeisevergütung je Kilowattstunde fällt zwar für die Züge der Deutschen Bahn AG und diejenigen von Wettbewerbern symmetrisch an. Aufgrund der integrierten Struktur des DB-Konzerns stellen die Entgelte der DB Energie GmbH für die Transporttöchter der Deutschen Bahn AG jedoch nur konzerninterne Umbuchungen dar, während zu niedrig angesetzte Entgelte Wettbewerber direkt benachteiligen würden. Hinzu kommt, dass die Deutsche Bahn AG über relativ weniger rückspeisefähige Züge verfügt und damit im Durchschnitt weniger durch eine möglicherweise zu niedrige Vergütung benachteiligt wird.

[378] Der Bremsstrom kann prinzipiell nicht nur durch andere Fahrzeuge genutzt werden, sondern auch für fahrzeuginterne Verbraucher, Weichenheizungen und zur Vorwärmung von Wagons dienen. Es existiert auch die Möglichkeit, dass ein fahrzeugeigener Energiespeicher auf einigen Teilstrecken einen fahrleitungsunabhängigen Betrieb gewährleistet.

[379] Generell ist der Lastfluss zurückgespeister Bremsenergie vom Fahrleitungsnetz über das 110-kV/16,7-Hz-Netz technisch problemlos möglich.

[380] CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Bewertung von Rückspeisungen in das Bahnstromnetz, Kurzgutachten im Auftrag von Raileco Rail Energy Consortium, Aachen, 16. März 2010.

[381] Bezogen auf den reinen Verlust der Einspeisung wird teilweise von geringeren Verlusten als bei der regulären Netzeinspeisung ausgegangen; vgl. Hope, R., UltraCaps win out in energy storage, Railway Gazette International, Juli 2006, Nr. 07, S. 405–406, sowie Steiner, M./Scholten, J./Klohr, M., MITRAC Energy Saver, Bombardier Transportation (Hrsg.), 2006, S. 6 f.

[382] Vgl. Deutsche Bahn AG, Nachhaltigkeitsbericht 2009, a. a. O., S. 153.

hen, dass Züge für das Beschleunigen eine deutlich größere Strommenge benötigen, als durch das Abbremsen zurück ins Netz gespeist werden kann, sodass Abweichungen vom Fahrplan größere Auswirkungen auf den außerplanmäßigen Verbrauch haben als die Rückspeisung. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass durch einen integralen Taktfahrplan mit sog. Taktknoten (zu runden Minutenzeiten) mit synchronisierten Abfahrten und Ankünften das dadurch synchrone Bremsen und damit das Zurückspeisen von Energie theoretisch sogar zu negativem Verbrauch führen könnte. Da der Güterverkehr jedoch unabhängig von einem solchen Fahrplan fährt und im S-Bahn-Betrieb keine Taktknoten existieren, ist es fraglich, ob ein integraler Taktfahrplan eine solche Situation erzeugen kann. Die Wahrscheinlichkeit dafür steigt in jedem Fall mit dem Realisierungsgrad eines integralen Taktfahrplans. Insgesamt kann nicht abschließend beurteilt werden, ob und in welchem Umfang zunehmende Rückspeisung den Einsatz von mehr Regelleistung bei der Energieerzeugung erfordert. Allgemein gilt jedoch: Je höher die Zahl der Züge und die Anzahl der Verkehrsarten sind, desto geringer sind die auftretenden Schwankungen und die Steigerung der Schwankungen durch Bremsenergie.

434. Fraglich ist zudem, ob neben dem Strompreis die Entgelte für die Netznutzung zurückerstattet werden müssen. Einerseits erscheint es folgerichtig, Einspareffekte bei den Infrastrukturkosten bei der Vergütung der Rückspeiseenergie mit zu berücksichtigen. Der wirtschaftliche Wert des zurückgespeisten Stroms entspricht allgemein den vermiedenen Beschaffungskosten der Deutschen Bahn AG, welche nicht allein dem Preis des zum Triebfahrzeug gelieferten Stroms entsprechen. Da eine Rückspeisung in die Hochspannungsnetze typischerweise nicht erfolgt, sondern de facto weniger Strom zur Versorgung der Züge transportiert werden muss, darf deshalb nicht nur der reine Energiepreis vergütet werden. Vielmehr würde danach auch das Netznutzungsentgelt von bisher 6,61 ct/kWh eingespart.

Andererseits muss jedoch die Kalkulation des Zugangsentgelts berücksichtigt werden, um die durch die Rückspeisung vermiedenen Kosten korrekt zu ermitteln. In dem Entgelt sind neben variablen Kosten insbesondere auch anteilige Fixkosten aus der Vorhaltung der Bahnstrominfrastruktur, Leistungskosten der Energiebeschaffung sowie Vertriebs- und Abrechnungskosten enthalten. Wird die Umlage der Fixkosten auf die Netzentgelte nicht um den durch die Rückspeisung verringerten Energiebedarf bereinigt, so fallen diese Fixkosten auch bei verringertem Strombezug weiter in vollem Umfang an und dürfen nicht rückvergütet werden.

Auch wenn durch eine Rückspeisung keine weiteren Kosten anfallen und der Strom vollständig genutzt werden könnte, kann die Vergütung für Bremsstrom aufgrund der daraus resultierenden fallenden Durchschnittskosten nicht genauso hoch sein wie der zu zahlende Preis.[383]

435. Vor dem dargestellten Hintergrund sieht die Monopolkommission im Ergebnis Anzeichen dafür, dass die Vergütung für zurückgespeisten Bremsstrom niedriger sein könnte als der Nutzen, welcher der Deutschen Bahn AG durch die Rückspeiseenergie entsteht. Die Bundesnetzagentur sollte dazu eine detaillierte Analyse der erzielbaren Kosteneinsparungen auf Basis der Informationen aus der Kostenprüfung der Netzzugangsentgelte durchführen.

4.5.4 Fazit: Regulierung des Bahnstromsektors mittels bahnspezifischer Lastprofile

436. Die Regulierung des Zugangs zum Bahnstromsektor für Eisenbahnverkehrsunternehmen ist seit Jahren unzureichend. Bis heute sind Eisenbahnverkehrsunternehmen bei der Versorgung mit Bahnstrom an einen einzelnen Anbieter gebunden. Trotz einer Analyse wichtiger Probleme im letzten Sondergutachten der Monopolkommission zum Eisenbahnsektor wurden durch den Gesetzgeber bisher keine Schritte unternommen, um eine Verbesserung der Wettbewerbssituation herbeizuführen.[384] Insbesondere die von der Monopolkommission beim Gesetzgeber angemahnte Klarstellung, die Bahnstromfernleitungen aus der Definition der Eisenbahninfrastruktur herauszunehmen, wurde nicht umgesetzt.

437. Die Monopolkommission sieht jedoch vor allem durch das Urteil des Bundesgerichtshofs die Chance gegeben, dass durch die Regulierung der Entgelte für den Netzzugang bessere Voraussetzungen für den Zugang zur Bahnstromnetzinfrastruktur geschaffen werden. Eine zielgenaue Regulierung der Entgelte könnte Eisenbahnverkehrsunternehmen zukünftig wettbewerbliche Alternativen bei der Stromversorgung und einen verbesserten Zugang zum Energiemarkt verschaffen. Trotz dieser Entwicklung verbleiben nach Auffassung der Monopolkommission weiterhin erhebliche Wettbewerbshindernisse im Bereich Bahnstrom. Dabei bleibt zum einen abzuwarten, ob kurzfristig eine wirksame Regulierung der Zugangsentgelte zum Bahnstromnetz erfolgen kann. Wegen seiner technischen Besonderheiten weist das Bahnstromnetz verschiedene Abweichungen gegenüber konventionellen Stromnetzen auf, sodass hier eine geringe Vergleichbarkeit mit Industriestromnetzen vorliegt und Regulierungserfahrungen erst gewonnen werden müssen.

438. Vor allem für kleine Eisenbahnverkehrsunternehmen bzw. für Neulinge im Markt stellt sich zudem das Problem der Ausgleichsenergieentgelte. Während beim Produkt Bahnstrom-Vollversorgung die DB Energie GmbH das Risiko einer zeitversetzten Abnahme von Energie selbst trägt und damit etwa Zugverspätungen nicht zu einer Beanspruchung von Ausgleichsenergie führen,

[383] Die DB Energie GmbH begründet die niedrige Vergütung außerdem damit, dass die Rückspeisung hohe Investitionen in die Leitungsnetze erfordere, was bei der Erstattung berücksichtigt werden müsse. Solche Investitionen würden allerdings bei der DB Netz AG anfallen und sind bisher nicht in nennenswertem Umfang getätigt worden.

[384] Im Koalitionsvertrag wurde prinzipiell ein Regulierungsbedarf des Bezugs von Bahnstrom festgestellt, bisher sind diesbezüglich jedoch keine konkreten Handlungen erfolgt; vgl. Wachstum. Bildung. Zusammenhalt – Koalitionsvertrag von CDU, CSU und FDP, Berlin, 26. Oktober 2009, S. 38.

ist dies bei der Bahnstrom-Netznutzung nicht der Fall. Hier fallen Ausgleichsenergieentgelte beim Netzbetreiber an. Von besonderer Bedeutung ist dabei, dass im Bahnsektor die Eisenbahnverkehrsunternehmen in vielen Fällen Verspätungen nicht selbst zu verantworten haben, sondern die Gründe für die Verspätung bei anderen Eisenbahnverkehrsunternehmen oder beim Betreiber der Infrastruktur zu suchen sind. Damit übertragen sich die spezifischen Diskriminierungspotenziale des Bahnsektors auf die Energieversorgung.

439. Weiterhin kann die Rückspeiseenergie zumindest bis heute nur durch den Netzbetreiber sinnvoll weiterverwendet werden, indem dieser die Rückspeisung anderen Bahnen und Nutzern des Bahnstromnetzes zur Verfügung stellt. Diese Monopolstellung bei der Festlegung der Vergütung von Rückspeiseenergie ermöglicht ihm eine implizite Erhöhung der Energiepreise, indem die Rückspeisevergütung möglicherweise nicht angemessen hoch angesetzt wird, die DB Energie GmbH als Netzbetreiber jedoch effektiv weniger Strom zur Verfügung stellen muss. Auch bezüglich dieses Problems bestehen keine unmittelbaren Parallelen zur Industriestromversorgung.

440. Die Monopolkommission schlägt in diesem Zusammenhang vor, die Regulierung des Bahnstromnetzes den Spezifika dieses Sektors anzupassen. Sie empfiehlt daher, folgende Maßnahmen umzusetzen:

– Der Gesetzgeber sollte die Anwendung von Lastprofilen gemäß § 12 StromNZV für Eisenbahnverkehrsunternehmen explizit ermöglichen. Standardlastprofile werden gemäß § 12 Absatz 1 StromNZV heute nur für Endkunden mit einem Jahresverbrauch von bis zu 100 000 KWh und in begründeten Ausnahmefällen angewendet. Sie setzen einen Normverbrauch eines Durchschnittsverbrauchers täglich neu fest, nach denen die Energielieferungen erfolgen müssen. Damit entfällt das Prognoserisiko einer viertelstundengenauen Ausspeisung sowie die entsprechende Abrechnung der Ausgleichsenergiekosten bei möglichen Abweichungen. Die Monopolkommission schlägt vor, die Vorschrift des § 12 StromNZV um eine Vorgabe für Eisenbahnverkehrsunternehmen zu ergänzen, für die spezielle Bahn-Lastprofile zur Anwendung kommen.[385]

– Die Bahn-Lastprofile sind durch den Bahnstromnetzbetreiber – also die DB Energie GmbH – für jeden Verkehr nach Fahrplan (§ 9 EIBV)[386] und für Gelegenheitsverkehre (§ 14 EIBV) zu berechnen. Dazu soll vom Netzbetreiber ein typischer, nach Zug- und Streckentyp angepasster Verbrauch für den geplanten Zeitraum der Fahrt berechnet werden. Die kumulierten Lastprofile sollen dem typischen Tageslastgang im Bahnstromnetz entsprechen.

– Das Lastprofil soll zudem nach Zug- und Streckentyp differenziert um eine typische Bremsstrommenge bereinigt werden. Der auf der Fahrt erzeugte Bremsstrom wird somit direkt mit dem Verbrauch verrechnet und nicht in die Kalkulation einbezogen. Die Berücksichtigung von Bremsstrom erfolgt nach einer bestimmten Quote, die vom Netzbetreiber festgelegt werden muss und der erwarteten Vermeidungsarbeit in Kilowattstunden entsprechen soll. Die Bundesnetzagentur sollte die angesetzte Quote regelmäßig prüfen. Eine dezidierte Vergütung der Rückeinspeisung nach § 18 StromNEV kann durch die Berücksichtigung im Rahmen der Bahn-Lastprofile entfallen.

– Eisenbahnverkehrsunternehmen bilanzieren zukünftig für ihren Verbrauch die Lastprofilmenge. Der tatsächliche Verbrauch wird im Zuge der Mehr- und Mindermengenabrechnung – wie in § 13 StromNZV für Standardlastprofilkunden in konventionellen Verteilnetzen geregelt – regelmäßig abgerechnet.

– Der Preis für Ausgleichsenergie sollte nach den Vorgaben des § 8 StromNZV symmetrisch festgelegt und von der Bundesnetzagentur geprüft werden.

– Da trotz der Anwendung von Standardlastprofilen jeder Zug über eine registrierende Leistungsmessung verfügt, durch die sowohl Stromentnahmen als auch die Bremsstromrückeinspeisung gemessen werden, könnte im Falle der speziellen Bahn-Lastprofile die Mehr-/Mindermengenabrechnung in einem kurzfristigen kontinuierlichen Rhythmus durchgeführt werden. § 12 StromNZV könnte zu diesem Zweck um eine entsprechende Regelung für Bahn-Lastprofile ergänzt werden. Eine Abrechnung der Mehr- und Mindermengen könnte z. B. wöchentlich standardisiert durch den Netzbetreiber vorgenommen werden und auf Basis von durchschnittlichen Marktpreisen für Strom erfolgen.

– Wie von der Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten zum Eisenbahnsektor vorgeschlagen, sollte der Zusatz „einschließlich der Bahnstromfernleitungen" aus der Legaldefinition von Eisenbahninfrastrukturunternehmen in § 2 Absatz 3 AEG gestrichen werden.[387] Dadurch wird das Bahnstromfernleitungsnetz eindeutig und vollumfänglich einer regulatorischen Kontrolle von Zugang und Entgelten durch das Energiewirtschaftsgesetz ausgesetzt, was sachlich und systematisch angemessen und insbesondere nach der in Abschnitt 4.5.2 dargestellten Entscheidung des Bundesgerichtshofs geboten ist.

441. Die vorgeschlagenen Änderungen der Regulierung des Bahnstromnetzzugangs tragen dem Umstand Rechnung, dass es sich hierbei um ein Spannungsfeld zweier

[385] Alternativ könnte die Anwendung der Bahn-Lastprofile auf Eisenbahnverkehrsunternehmen bis zu einem bestimmten Jahresverbrauch, z. B. 100 GWh, begrenzt werden. In diesem Fall sind die Auswirkungen auf den Regelenergiebedarf und die sachgerechte Umlage der Regelenergiekosten zwischen Lastprofil und RLM-Kunden zu prüfen.

[386] Verordnung über den diskriminierungsfreien Zugang zur Eisenbahninfrastruktur und über die Grundsätze zur Erhebung von Entgelt für die Benutzung der Eisenbahninfrastruktur vom 3. Juni 2005, BGBl. I S. 1566; geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 3. Juni 2009, BGBl. I S. 1235.

[387] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 55, a. a. O., Tz. 253.

regulierter Sektoren handelt und deshalb die allgemeinen Regelungen des jeweils einen Sektors nicht zwangsläufig geeignete Bedingungen in dem jeweils anderen Sektor schaffen. Durch die dargestellte Anpassung der energierechtlichen Normen könnte jedoch ein passendes Level-Playing-Field für die Akteure im Bahnsektor geschaffen werden, sodass insbesondere Marktneulingen keine Nachteile entstehen.

5 Produktion und Großhandel von Energie

5.1 Stromspezifische Themenfelder

442. Der Großhandelsmarkt ist der zentrale Marktplatz für Elektrizität und somit der wichtigste Markt bei der Analyse von Marktmacht. Anbieter auf der ersten Stufe des Großhandelsmarktes sind die Erzeuger von elektrischer Energie. Für die nachfolgende Untersuchung werden daher die Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Großhandel im Zusammenhang betrachtet. Ist etwa in Bezug auf reine Distributionsstufen eine Differenzierung nötig, dann wird dies im Text erläutert.

5.1.1 Marktstruktur bei der Stromerzeugung

443. Die Bundesnetzagentur hat die Struktur des Stromerzeugermarktes untersucht.[388] Dabei wurden Erzeugungskapazitäten ab einer Nettoengpassleistung[389] von mindestens 5 MW erfasst. Der Anteil der vier größten Erzeuger wurde mit der Dominanzmethode bestimmt, d. h. die Abgabemenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen wird hierbei den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zugeordnet; dann allerdings erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen werden bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 zu 50 Prozent jeweils hälftig zugerechnet.[390] Der Anteil der vier größten Erzeuger E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall hat sich bezogen auf die erfassten Kapazitäten (103,9 GW zum 31. Dezember 2009, ohne industrielle Erzeugungskapazitäten) um rund 4 GW von 85 Prozent (ein Jahr zuvor) auf 79 Prozent reduziert. Die Einspeisungen der vier größten Erzeuger in das Netz der allgemeinen Versorgung nahmen im Berichtsjahr 2009 um rund 64 TWh gegenüber dem Vorjahreszeitpunkt ab, was zu einer Reduzierung des Anteils von 86 auf 83 Prozent führte. Grundsätzlich zeigt sich hierbei, dass der Anteil der Erzeugungskapazitäten der vier größten Erzeuger, ebenso wie deren Einspeisemenge, rückläufig ist. Dennoch wird an diesen Zahlen die auch weiterhin bestehende strukturelle Dominanz der vier größten deutschen Energieversorger auf der Angebotsseite deutlich.

444. Das Bundeskartellamt bewertet die Wettbewerbssituation auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Strom in seiner aktuellen Sektoruntersuchung als nach wie vor unbefriedigend. Nach den Ergebnissen der Sektoruntersuchung stellen sich die Stromerzeugungskapazitäten sowie die Anteile an der Nettostromerzeugung der vier größten Anbieter gemäß der Tabelle 5.1 dar.[391] Dabei stammen die weiterführenden Daten für das Jahr 2009 aus weiteren Erhebungen und Erkenntnissen des Bundeskartellamtes. Es zeigt sich, dass sich auch in jüngerer Zeit, in der insbesondere E.ON Kapazitäten und Stadtwerksbeteiligungen in erheblichem Umfang abgegeben hat, nach wie vor lediglich vier Unternehmen gut 80 Prozent des Erstabsatzmarktes teilen.

445. Da allerdings „klassische Marktanteile“ aufgrund der Spezifika des Strommarktes nur eine beschränkte Aussagekraft hinsichtlich der Marktmacht einzelner Unternehmen hätten, hat das Bundeskartellamt im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel 2011 eine Pivotanalyse für den deutschen Erstabsatzmarkt für Strom durchgeführt. Hierbei wird untersucht, wie groß die verfügbare Kapazität eines Anbieters im Verhältnis zu der jeweiligen Gesamtnachfrage ist. Dieser Zusammenhang kann mittels zweier Kenngrößen – dem Pivotal Supplier Index (PSI) und dem Residual Supply Index (RSI), der die Lücke eines vom Markt theoretisch eliminierten Unternehmens, die der PSI in einem ersten Schritt binär [0, 1] aufzeigt, quantifiziert[392] – veranschaulicht werden. Sowohl PSI als auch RSI messen, wie wichtig ein Anbieter zur Befriedigung der Nachfrage ist. Diese Form der Untersuchung trage den Besonderheiten Rechnung, dass Strom nicht speicherbar ist und stets die gleiche Menge in das Netz eingespeist werden muss, die zu diesem Zeitpunkt an Strom nachgefragt wird.

446. Die beiden Indikatoren PSI und RSI berücksichtigen nicht nur die Angebots-, sondern zusätzlich die Nachfrageseite, die im Markt verfügbare Gesamtkapazität und die Kapazität des einzelnen Unternehmens (unter Ausschluss technischer Kraftwerksrestriktionen, Regel- und Reserveleistung). Die Berechnung des Indikators auf Stunden- oder sogar Viertelstundenbasis trägt darüber hinaus der Tatsache Rechnung, dass sich die Marktmacht eines Anbieters im Zeitablauf ändern kann.[393] Die Interpretation des vom Bundeskartellamt berechneten RSI ist einfach: Übersteigt der RSI den Wert von 110 Prozent bzw. 1,1, haben die verbleibenden Anbieter ausreichend Kapazität, um die auftretende Nachfrage zu decken. Ist der Wert des RSI kleiner als 110 Prozent bzw. 1,1, wird der Anbieter zur Nachfragedeckung zwingend benötigt. Es gilt, dass der RSI den Wert von 110 Prozent für maxi-

[388] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 18 f.

[389] Die Nettoleistung ist die an das Versorgungssystem abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit; Engpassleistung bezeichnet die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar wäre. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 18, Fn. 12.

[390] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, Glossar Elektrizität und Gas, S. 288.

[391] Zu einer ausführlicheren Beschreibung und Analyse der gesamten Sektoruntersuchung vgl. Abschnitt 5.1.2.2.

[392] Der PSI nimmt als binärer Indikator für einen Anbieter zu einem bestimmten Zeitpunkt den Wert 1 an, falls der Anbieter notwendig zur Deckung der Nachfrage ist, und den Wert 0 für den Fall, dass der Anbieter nicht notwendig ist. Bei der Berechnung des RSI wird diese strikte Definition des PSI durch die Verwendung einer kontinuierlichen statt einer binären Skala erweitert. Ein Anbieter gewinnt an Macht, solange ein anderer Anbieter ein großes Kraftwerk vom Netz nimmt, da in diesem Zeitraum die Gesamtkapazität kleiner ist. Ebenso gewinnt er an Macht, wenn die Nachfrage steigt. Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung, Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 98.

[393] Vgl. ebenda.

Tabelle 5.1

Kapazitätsverteilung der vier größten deutschen Stromerzeugerin den Jahren 2007, 2008 und 2009 gemäß Bundeskartellamt

Erzeuger	Kapazitätsverteilung 2007 (%)	Kapazitätsverteilung 2008 (%)	Kapazitätsverteilung 2009 (%)
EnBW	*12*	*12*	*14*
E.ON	*23*	*23*	*19*
RWE	*34*	*33*	*31*
Vattenfall	*17*	*16*	*16*
	85	*84*	*82*

Quelle: Eigene, gekürzte Zusammenstellung nach BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 18.

mal 5 Prozent der Stunden im Jahr (konkret: 438 Stunden) unterschreiten darf.

447. Im Ergebnis der Sektoruntersuchung des Amtes zeigt sich, dass der RSI für alle vier großen deutschen Stromerzeuger in mehr als 5 Prozent der Fälle unter 1,1 liegt.[394] Alle vier Stromerzeuger sind in einer signifikanten Zahl der Stunden unverzichtbare Anbieter. Dabei ist RWE am häufigsten unverzichtbarer Anbieter (2007 in 93,6 Prozent und 2008 in 73,8 Prozent der Stunden), gefolgt von E.ON (2007 in 71,8 Prozent und 2008 in 50,5 Prozent der Stunden), Vattenfall (2007 in 55,1 Prozent und 2008 in 30,6 Prozent der Stunden) und EnBW (2007 in 49,1 Prozent und 2008 in 25,7 Prozent der Stunden).

448. Die angegebenen Prozentwerte sind für das Jahr 2007 deutlich höher als für das Jahr 2008. Der Nachfragerückgang im Jahr 2008 in Höhe von 7 Prozent bewirke eine zahlenmäßig deutlich stärkere Verringerung der Prozentwerte. Teilweise sei dieser Nachfragerückgang auf den Ausbau von EEG-Kapazitäten zurückzuführen. Da diese stets voll ausgelastet seien, sinke durch den Ausbau von EEG-Kapazitäten die durch konventionelle Erzeuger zu befriedigende Restnachfrage. Darüber hinaus sei ein Rückgang der Gesamtnachfrage nach Strom durch die im Herbst 2008 einsetzende Wirtschaftskrise zu beobachten.

449. Die Ergebnisse der wettbewerblichen Analyse deuten nach Amtsangaben darauf hin, dass sich auf dem deutschen Erstabsatzmarkt mindestens drei Unternehmen – E.ON, RWE und Vattenfall –, wahrscheinlich sogar auch EnBW, in einer Position befänden, die es ihnen ermögliche, sich in einem nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern, Abnehmern und schließlich gegenüber den Verbrauchern zu verhalten (individuelle Marktbeherrschung) und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabsatzmarkt zu beeinträchtigen.[395]

Kritische Würdigung

450. Die Konzentrationsermittlung besitzt in Strommärkten aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Strom, starken tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen und einer (kurzfristig) unelastischen Nachfrage eine besondere Qualität. Diese Spezifika bedingen, dass die klassische Bestimmung von Marktanteilen diesen nicht gerecht zu werden vermag. Die Unzulänglichkeit manifestiert sich in dem Umstand, dass ein Stromanbieter Marktmacht auch mit einem kleinen Marktanteil ausüben kann, da z. B. in Situationen, in denen sich die gesamte Nachfrage der Kapazitätsgrenze nähert, plötzlich auch Kapazitäten einzelner kleinerer, sonst unbedeutender Anbieter relevant werden. Eine bloße Betrachtung der Marktkonzentration, wie sie die Bundesnetzagentur vorgenommen hat, berücksichtigt nur die Anbieterseite. Strommärkte verlangen allerdings nach Konzentrationsmaßen, die auch die Nachfrageseite explizit berücksichtigen. Das Bundeskartellamt hat insoweit nach Meinung der Monopolkommission im Bereich der Konzentrationsmessung mit der Anwendung des RSI ein modernes, empirisch fundiertes Konzentrationsmaß gewählt, dass den Besonderheiten des Strommarktes eher gerecht zu werden vermag.

451. Wenngleich die Konzentrationsmessung auf einem Markt mithilfe des RSI den klassischen Strukturindizes überlegen ist, so muss bei Konzentrationsmaßen dennoch grundsätzlich eingewendet werden, dass sie lediglich auf die Marktstruktur abstellen. So quantifiziert der RSI lediglich, in welchem Ausmaß sich ein Anbieter unabhängig von seinen Wettbewerbern und der Marktgegenseite verhalten könnte; dynamische und strategische Effekte bleiben unberücksichtigt. Die Monopolkommission weist insoweit auf die begrenzte Aussagekraft bloßer Marktkonzentrationsdaten hin, meint aber, dass diese im Rahmen einer Wettbewerbsanalyse durchaus ein wichtiges Instrument darstellen können, um die Aussage über die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs auf eine breite Basis von Indizien zu stützen.[396]

---

[394] Vgl. auch Abschnitt 5.1.2.2.

[395] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 87–114.

[396] Vgl. auch Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 168, sowie Abschnitt 5.1.2.2 in diesem Gutachten.

5.1.2 Marktmachtmissbrauch

5.1.2.1 Anreize und Möglichkeiten zum Missbrauch beim Handel mit erstabgesetztem Strom

452. In einem ersten Schritt sollen die theoretischen Anreize und Möglichkeiten zum Missbrauch beim Handel mit erstabgesetztem Strom aufgezeigt werden.

453. Grundsätzlich stehen den Akteuren des Strommarktes für den Handel mit ihren Strommengen zwei unterschiedliche Vertriebswege offen: die Strombörse und der außerbörsliche OTC-Handel. Dabei hat die Strombörse in liberalisierten Strommärkten gegenüber dem bilateralen Handel den Vorteil, dass Stromangebot und Stromnachfrage bei hoher Volatilität rasch ausgeglichen werden können und so Funktionsfähigkeit und Räumung eines Stromspotmarktes sichergestellt werden können. Nur zentrale, multilaterale Marktorganisationen können letztlich die notwendige Transparenz über Preise und Knappheiten in der Geschwindigkeit offenbaren, die eine effiziente Allokation und Koordination von Erzeugung, Übertragung und Regelenergie erfordern. Dennoch kommt dem bilateralen Stromhandel insbesondere in Terminmärkten dort eine wichtige Bedeutung zu, wo Geschwindigkeit allenfalls von geringer Relevanz ist.[397] Wenngleich die weitaus größeren Strommengen „over the counter“ gehandelt werden,[398] gilt der transparente Börsenpreis an der Strombörse als Referenzpreis für den OTC-Handel. Es kann davon ausgegangen werden, dass der Spotpreis, wie er sich an der Börse ergibt, sowohl für den Kraftwerkseinsatz als auch für den Handel mit Strom als Referenzpreis eine wichtige Rolle spielt. Im Mittelpunkt steht hierbei die tägliche Day-ahead-Auktion; der sog. Physical Electricity Index (Phelix) gilt als Referenzpreis. Dabei stellt der Phelix-Baseload den Durchschnitt aller Preise der Stundenauktion eines Tages dar; der Phelix-Peakload umfasst die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten. Ein wichtiges Kriterium für die Nutzung des Phelix als Referenzpreis für zahlreiche Marktteilnehmer ist das Zustandekommen des Preises auf einem Markt mit einem hohen Grad an Liquidität. Diese Voraussetzung wird durch eine große Anzahl von Akteuren sowie ausreichend gehandeltem Volumen erreicht. Eine hohe Liquidität verbessert die Widerspiegelung des Marktes im Preis, was für seine Akzeptanz als Referenz wichtig ist. Im Unterschied zum Intraday-Handel, wo über einen Zeitraum eine Vielzahl von Geschäften und damit Preisen zustande kommt, wird im Rahmen der Auktion Liquidität zu einem Zeitpunkt und damit zu einem Preis (pro Stunde) gebündelt. In Ergänzung zum Auktionshandel dient der Handel am Intraday-Markt den Marktteilnehmern vor allem dem kurzfristigen Anpassen bzw. Ausgleichen von Volumina an den aktuellen Bedarf. Die gehandelten Volumina am Intraday-Markt sind um vieles kleiner als das Auktionsvolumen.

454. Der Preis im Strombörsenhandel ist aufgrund von Arbitragemöglichkeiten von zentraler Bedeutung für die Preise in allen anderen Strommärkten. Wenn Käufer und Verkäufer beim Stromhandel die Option besitzen, an der Strombörse zu handeln, wird weder ein Stromkäufer noch ein Stromverkäufer einen Preis außerhalb der Strombörse akzeptieren, wenn er glaubt, sich bei einem Handel an der Strombörse besserzustellen. Folglich ist in einem wettbewerblichen Umfeld der Börsenpreis auch für den Handel außerhalb der Börse der maßgebliche Referenzpunkt, sodass die an der Strombörse gebildeten Großhandelspreise Signalwirkung für deutsche und europäische Großhandelsmärkte entfalten. Diese Tatsache lässt einen Anreiz für eine gezielte Manipulation des Börsenpreises erkennen.

455. Als Manipulationsstrategien zur missbräuchlichen Ausnutzung der Marktmacht sind aus theoretischer Perspektive einerseits eine angebotsseitige und andererseits eine nachfrageseitige Beeinflussung des Börsenpreises möglich. Die Wirkung der missbräuchlichen Marktmachtausübung ist im Ergebnis immer eine Reduktion der Angebotsmenge, d. h. eine Verknappung von Erzeugungskapazitäten auf dem Spotmarkt. Zu konstatieren ist hierbei, dass sich ein Stromanbieter durchaus auch mit einem kleinen Marktanteil missbräuchlich verhalten kann. Dies ist z. B. in Situationen der Fall, in denen sich die gesamte Nachfrage der Kapazitätsgrenze stark annähert, wodurch nun auch die Kapazitäten einzelner, kleinerer, sonst unbedeutender Anbieter plötzlich relevant werden. Umgekehrt folgt aus dem Tatbestand der Marktmacht nicht automatisch, dass diese missbräuchlich ausgenutzt wird.

456. So können Erzeugungskapazitäten vom Anbieter zurückgehalten werden, um mittels Mengenverknappung eine Verschiebung der Merit Order und damit eine Erhöhung des Börsenpreises zu bewirken (physische Kapazitätszurückhaltung). Kraftwerkskapazitäten können beispielsweise von den Anbietern aus Großhandelsmärkten abgezogen werden, um sie dann in andere Märkte, wie z. B. den Regelenergiemarkt, zu transferieren und so eine Verschiebung der Angebotskurve auf den Großhandelsmärkten zugunsten der Anbieter zu erreichen.[399]

457. Denselben Effekt können Anbieter durch eine überhöhte Bepreisung ihrer Strommengen bewirken (finanzielle Kapazitätszurückhaltung). Beide Strategien bewirken, dass sich ein neues Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage einstellt, welches dann auf einem

[397] Vgl. Ockenfels, A., Strommarktdesign, Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, 11. März 2008, S. 9, http://www.eex.com/de/document/38614/gutachten_eex_ockenfels.pdf [Abruf: 22. März 2011].

[398] Über die Börse wurden in Deutschland im Jahr 2009 über 1 100 TWh Strom gehandelt. Davon entfielen auf den Terminmarkt etwa 1 000 TWh. Über den Spotmarkt des in Paris angesiedelten Unternehmens EPEX Spot SE wurden im Rahmen des deutschen Stromgroßhandels rund 140 TWh verkauft; vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 49.

[399] So auch Hirschhausen, C. von/Weigt, H./Zachmann, G., Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland, Gutachten im Auftrag des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., Electricity Markets Working Papers WP-EM-15, Dresden, Januar 2007, S. 17.

höheren Preisniveau liegt. Da in Elektrizitätsmärkten die Kostenstruktur der Anbieter relativ gut bekannt ist, lässt sich die Strategie finanzieller Zurückhaltung leichter nachweisen und ist insoweit für die Anbieter eine weniger interessante Option. Problematischer ist indes der Nachweis physischer Kapazitätszurückhaltung, da die Entscheidung über das An- und Abfahren eines Kraftwerks von vielen sich ändernden Faktoren beeinflusst wird, welche schwer überprüfbar sind.[400]

458. Die Manipulation des Börsenpreises ist ebenfalls auf der Handelsseite durch Erhöhung der Nachfragemenge an der Börse möglich. Es kann insoweit eine zielführende Strategie sein, Strom an der EPEX Spot einzukaufen und diesen Strom außerbörslich, d. h. OTC, wieder zu verkaufen. Die Strategie ist hierbei erneut, dem börslichen Handel Strommengen zu entziehen, Strommengen also zu verknappen, sodass hieraus ein neuer höherer börslicher Referenzpreis resultiert. Allerdings ist zu bedenken, dass der Kauf physischer Strommengen am Day-ahead-Markt zu einer Überspeisung des Bilanzkreises führen kann.[401] Zudem würde ein Unternehmen erhebliche wirtschaftliche Risiken eingehen, wenn es am Spotmarkt kurzfristig mehr Strom einkauft, als es tatsächlich benötigt, da diese Strommengen möglicherweise gar nicht oder nur mit hohen Abschlägen verkauft werden können. Da indes ein nur geringer Teil des insgesamt erzeugten Stroms am Spotmarkt gehandelt wird, genügt bereits der Kauf geringer Strommengen, um die Spotmarktpreise zu erhöhen. Überdies können große Stromkonzerne mit eigenen Gesellschaften in den Bereichen Erzeugung und Handel/Beschaffung zum Ausgleich des Bilanzkreises die eigene Kraftwerksleistung auf dem OTC-Markt verringern. Insoweit resultiert auch aus einer Nachfrageerhöhung an der Strombörse letztlich eine Verknappung der Produktion.

459. Eine Verknappung von Erzeugungskapazitäten ist dann erfolgversprechend, wenn diese Menge künstlich dem Großhandelsmarkt vorenthaltenen Stroms nicht unmittelbar durch noch verfügbare, ähnlich kostengünstige Erzeugungskapazitäten eines aktiven oder potenziellen Wettbewerbers ersetzt wird. Eine Kapazitätszurückhaltung verspricht daher nach Ansicht der Monopolkommission insbesondere dann Erfolg, wenn es sich um Spitzenlastzeiten handelt, in denen nicht wie in in Schwachlastzeiten vergleichsweise viele Erzeugungskapazitäten ungenutzt bleiben und die verfügbaren Reserven gering sind. Insoweit können aufgrund von Netzengpässen an den Außengrenzen der deutschen Übertragungsnetze weder in der kurzen noch aufgrund von Marktzutrittsschranken für neue Erzeugungsanlagen in der langen Frist Reservekapazitäten in hinlänglichem Maße ergänzt werden. Daher geht die Monopolkommission davon aus, dass in Spitzenlastzeiten von einzelnen Unternehmen dem Großhandelsmarkt Kapazitäten vorenthalten werden können, ohne dass andere Marktteilnehmer diese Lücke mittels frei verfügbarer Kapazitäten wieder schließen und somit ein solches Verhalten sanktionieren könnten.[402]

460. Weiterhin müssen die erwarteten Mehrerlöse der Kapazitätszurückhaltung deren Kosten überkompensieren. Die Logik des Kraftwerksabrufs nach der Merit Order bewirkt, dass auch auf einem Wettbewerbsmarkt mit Grenzkostenpreisbildung in Mittel- und Spitzenlastzeiten der Marktpreis über den kurzfristigen variablen Durchschnittskosten der allermeisten Kraftwerke mit Ausnahme des entsprechenden Grenzkraftwerks liegt. Die höchsten Deckungsbeiträge fallen bei Grundlastkraftwerken an, welchen auch die höchsten Fixkosten aufweisen. Eine Kapazitätszurückhaltung ist aus ökonomischen Erwägungen insoweit dann rational, wenn genau das Kraftwerk zurückgehalten wird, dessen Grenzkosten nur knapp unter dem Marktpreis liegen, da in diesem Falle die verlorenen Deckungsbeiträge geringer sind, als wenn man ein Grundlastkraftwerk mit geringen Grenzkosten bei vergleichsweise hohen Fixkosten herunterfahren würde.[403] Da überdies die in Deutschland marktmächtigen Stromerzeuger neben großen Kapazitäten insbesondere im grenzkostengünstigen Grundlastbereich einen heterogenen Kraftwerkspark aufweisen, scheint eine Strategie der Kapazitätszurückhaltung bei einer geringen Preiselastizität der Stromnachfrage für diese Unternehmen besonders erfolgversprechend.[404]

5.1.2.2 Prüfung durch das Bundeskartellamt im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel

Darstellung der Sektoruntersuchung

461. In der seiner Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel konstatiert das Bundeskartellamt, dass ungeachtet der bereits von der Europäischen Kommission für die Jahre 2003 bis 2005 vorgenommenen Sektoruntersuchung und anschließender Verfahren gegen E.ON, RWE und Vattenfall in den Jahren 2007 und 2008 ein weiterer Anstieg der Strompreise in Deutschland beobachtet worden sei, der sich nicht vollständig durch die Verteuerung der Primärenergieträger oder der CO_2-Zertifikate erklären lasse. Überdies sei die Marktstruktur des Erstabsatzmarktes für Strom auch trotz der Abgabe der 5 000 MW Erzeugungskapazität weiterhin stark konzentriert geblieben.[405]

462. Aktuell hat indes Deutschlands fünftgrößter Stromerzeuger, die Evonik Steag GmbH, einen neuen Mehrheitseigentümer bekommen: das Stadwerke-Konsortium Rhein-Ruhr. Gemäß Angaben des Stadtwerke-Konsortiums sei es das Ziel, die Steag als großen Player der Energieversorgung zu etablieren und gleichzeitig den ökologischen Aus- und Umbau des derzeit stark auf Steinkohle fokussierten Kraftwerksparks voranzutreiben.

---

[400] Vgl. hierzu auch ebenda, S. 12 f.
[401] Vgl. auch Abschnitt 3.3.2.1.
[402] Vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 174.
[403] Vgl. ebenda, Tz. 169 ff.
[404] Vgl. ebenda, Tz. 175.
[405] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 13, 34.

Das Bundeskartellamt hatte am 21. Februar 2011 die Übernahme von 51 Prozent der Anteile an der Evonik Steag GmbH durch die Kommunale Beteiligungsgesellschaft GmbH (KBG) fusionsrechtlich freigegeben. Gesellschafter der KBG sind die Dortmunder Stadtwerke AG, die Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH, die Stadtwerke Bochum GmbH, die Stadtwerke Duisburg AG, die Stadtwerke Essen AG sowie die Stadtwerke Dinslaken GmbH und die Energieversorgung Oberhausen AG. Dem Fusionsvorhaben standen keine wettbewerblichen Bedenken entgegen. Die Beteiligung der Ruhrstadtwerke könne, so das Bundeskartellamt, dazu beitragen, dass sich die Steag als ein von den großen vier Erzeugungsunternehmen unabhängiger Marktteilnehmer am Markt etabliere.[406]

463. Aufgrund dieser Faktoren sei insbesondere der Spotmarkt an der EEX wiederholt dem Verdacht ausgesetzt gewesen, dass der sich dort einstellende Preis nicht wettbewerblich sei, sondern gezielt durch große Stromerzeuger beeinflusst werde.[407]

464. Etwa 65 Prozent des heutigen Strompreises seien dabei von den Strom erzeugenden Unternehmen gar nicht direkt beeinflussbar und fielen daher nicht unter die kartellrechtliche Wettbewerbsaufsicht. Von den 65 Prozent des nicht beeinflussbaren Strompreises entfallen rund 24 Prozent auf Netz- und Messentgelte, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur unterstehen, und weitere 41 Prozent sind staatlich veranlasste Abgaben, wie z. B. die EEG-Umlage.[408]

465. Das Bundeskartellamt hat – mangels hinreichenden Anfangsverdachts für die Eröffnung konkreter Missbrauchsverfahren gegen bestimmte Unternehmen – im März 2009 eine Sektoruntersuchung gemäß § 32e GWB eingeleitet.[409] Gegenstand der Untersuchung sind die Wettbewerbssituation und der Preisbildungsmechanismus auf den deutschen Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmärkten. Zwei Aspekte waren dem Amt bei der Sektoruntersuchung besonders wichtig: Zum einen solle die Untersuchung ein besseres Verständnis der Funktionsweise der betroffenen Märkte vermitteln, zum anderen sei die Untersuchung auch als eine Weiterentwicklung der durch die Europäische Kommission gegen deutsche Erzeugerunternehmen geführten Verfahren zu verstehen.[410]

466. Bei der Frage nach der sachgerechten Abgrenzung kartellrechtlich relevanter Märkte im Rahmen der Untersuchung hat das Amt in sachlicher Hinsicht den Markt für den Erstabsatz von Strom abgegrenzt.[411] Dieser beinhaltet die insgesamt in Deutschland erzeugte Strommenge und die Stromimporte. Dabei sind die Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom und die Vermarktung von Erzeugungskapazitäten als Regelenergie nicht Teil des sachlich relevanten Marktes.[412] Die Frage, ob in räumlicher Hinsicht ein europaweiter Strommarkt abgegrenzt werden kann, wird verneint. Allerdings wird das Amt nach eigenen Angaben zukünftig Österreich – aufgrund fehlender Engpässe an den Grenzkuppelstellen und aufgrund eines einheitlichen Markt- und Preisgebietes an der EPEX – in den Erstabsatzmarkt einbeziehen.[413]

467. Das Amt richtet den Blick auf eine Ursache für die Strompreismanipulation mithilfe von Kapazitätszurückhaltung an der Strombörse und damit auf das für die Strompreisbildung ausschlaggebende Angebotsverhalten der Energieversorger. So sei gemäß Bundeskartellamt für die Entscheidung eines Kraftwerkeinsatzes die Gegenüberstellung des Day-ahead-Spotmarktpreises[414] und der für die Stromerzeugung im Kraftwerk anfallenden Grenzkosten wichtig; dabei bestünden Grenzkosten bei thermischen Kraftwerken im Wesentlichen aus Brennstoff-, CO_2-Emissionszertifikate- sowie Einsatznebenkosten. Der Day-ahead-Spotmarktpreis diene dem Strommarkt aufgrund seiner guten Wahrnehmbarkeit als Referenzpreis für andere Vertriebswege. Ein Missbrauch zeige sich dadurch, dass ein marktbeherrschender Anbieter tatsächlich verfügbare Kapazitäten,[415] die zu einem Preis über den jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten verkauft werden könnten (das Amt nennt diese Kapazitäten „im

[406] Vgl. BKartA, Pressemitteilung vom 22. Februar 2011, Bundeskartellamt erleichtert Stromvermarktung durch Evonik Steag, http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/aktuelles/presse/2011_02_22.php [Abruf: 4. Mai 2011].

[407] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 34 f.

[408] Vgl. ebenda, S. 16, 37.

[409] Das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen ermächtigt das Bundeskartellamt seit seiner Siebten Novelle von 2005 in § 32e zur Durchführung von Sektoruntersuchungen. Anlass zu einer Sektoruntersuchung können starre Preise oder andere Umstände sein, die vermuten lassen, dass der Wettbewerb im Inland möglicherweise eingeschränkt oder verfälscht ist. Sektoruntersuchungen ermöglichen der Kartellbehörde eine umfassende Untersuchung eines bestimmten Wirtschaftszweiges oder – sektorübergreifend – einer bestimmten Art von Vereinbarungen und damit ein ganzheitliches Verständnis der Wettbewerbs- und Marktverhältnisse. Die Befugnisse entsprechen hier weitgehend denen der Europäischen Kommission gemäß Artikel 17 VO 1/2003; vgl. Verordnung (EG) Nr. 1/2003 des Rates vom 16. Dezember 2002 zur Durchführung der in den Artikeln 81 und 82 des Vertrags niedergelegten Wettbewerbsregeln, ABl. EG Nr. L 1 vom 4. Januar 2003, S. 1. Sie umfassen neben Auskunftsersuchen und -beschlüssen auch Gespräche mit Marktteilnehmern und Durchsuchungen sowie unangekündigte Nachprüfungen zur Einsichtnahme in geschäftliche Unterlagen. Die Entscheidung zur Durchführung einer Sektoruntersuchung fällt dezentral in den Beschlussabteilungen des Bundeskartellamtes. Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2008/2009, a. a. O., Tz. 336.

[410] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 122 f.

[411] Vgl. hierzu auch Abschnitt 3.3.

[412] Die Gründe hierfür sind, dass das Amt die Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom als nicht wettbewerblich organisiert erachtet und dass die Vermarktung von Regelenergie aufgrund spezifischer Angebots- und Nachfragemengen als sachlich separates Marktgeschehen eingeordnet wird.

[413] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 17.

[414] Im nicht in der Sektoruntersuchung berücksichtigten Intraday-Markt würden nach Kartellamtsangaben derzeit zu geringe Strommengen gehandelt werden. Überdies seien bei diesem Vertriebsweg Prognosen aufgrund volatiler Windeinspeisung schwierig.

[415] Als Gründe für die Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerks nennt das Amt technische Restriktionen, d. h. Revisionen oder ungeplante Kraftwerksausfälle, Netzrestriktionen sowie Vorhaltung von Kraftwerken zwecks Regel- und Reserveleistung. Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 22 f.

Geld“[416]), nicht anbietet, um durch eine Angebotsverknappung[417] einen höheren EEX-Spotmarktpreis zu bewirken, sodass höhere Deckungsbeiträge für den restlichen Kraftwerkspark erwirtschaftet werden können (physische Kapazitätszurückhaltung). Überdies können Erzeuger auch Kapazitäten, die nach ihren Grenzkosten „im Geld“ sind, dergestalt zurückhalten, dass Erzeuger diese am Markt mit einem solch hohen Aufschlag anbieten, dass sie bei der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage keine Berücksichtigung finden (finanzielle Kapazitätszurückhaltung). Hierbei könne letztlich offenbleiben, ob es sich um eine Verknappung des Angebots oder schlicht um eine Modalität des Preishöhenmissbrauchs handele, was beides in der Wirkung identisch sei. Beide Arten der Kapazitätszurückhaltung sind konzeptionell eine Form des Ausbeutungsmissbrauchs im Sinne von Artikel 102 AEUV, § 19 Absatz 1 GWB.[418]

468. Derartige Strategien bedingen indes, dass der Kraftwerkspark groß und diversifiziert genug sein müsse, um den aufgrund der Kapazitätszurückhaltung entgangenen Verlust auf der einen Seite durch die aus der Preiserhöhung generierten Gewinne auf der anderen Seite überkompensieren zu können.

469. Das Bundeskartellamt hat mittels umfangreicher Ermittlungen zum Angebotsverhalten an der Strombörse sowie zur Einsatzsteuerung von mehr als 340 Kraftwerksblöcken ab einer Kapazität von 25 MW – das entsprach einer Erzeugungskapazität von jeweils über 90 Prozent in den beiden Jahren – für die Jahre 2007 (93,6 Prozent) und 2008 (92,6 Prozent) untersucht, ob es Hinweise gibt, dass Unternehmen Kraftwerkskapazitäten zurückhalten, um so den Großhandelspreis an der Börse zu erhöhen. Zu diesem Zweck wurden über 300 Millionen Daten ausgewertet. Es wurde ein algorithmisches Optimierungsmodell entwickelt, mit dem ex post die optimale Fahrweise jedes Kraftwerksblocks hinreichend genau ermittelt werden konnte. So wurde modellhaft in der Retrospektive geprüft, ob ein Kraftwerksblock zu einem bestimmten Zeitpunkt hätte eingeschaltet sein müssen oder nicht (optimale Fahrweise). Optimierungskriterium war der Deckungsbeitrag des einzelnen Kraftwerksblocks innerhalb eines Jahres.

470. Im Ergebnis habe die Sektoruntersuchung gezeigt, dass eine systematische und gravierende Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten nicht vorkomme. Die Kraftwerksleistung der Kraftwerke, die in den Jahren 2007 und 2008 gemäß der vom Bundeskartellamt zugrunde gelegten optimalen Fahrweise hätten laufen müssen, es aber nicht taten, liegt bei unter 0,5 Prozent. Somit lasse sich der Vorwurf einer systematischen und missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung nicht hinreichend stützen.[419] Gleichwohl konstatiert das Amt, dass die durchschnittlich rund 25 Prozent der aufgrund von technischen Restriktionen nicht verfügbaren Erzeugungskapazitäten ein hoher Wert seien, den es zu untersuchen gelte.[420]

471. Für die Marktmachtmessung hat sich das Amt auf die Pivotalanalyse gestützt und hat in seiner Sektoruntersuchung mittels RSI eine Analyse für die Jahre 2007 und 2008 vorgenommen. Der RSI misst nun, wie viel Kapazität im Markt verbliebe, wenn ein Anbieter i seine volle Kapazität zurückhielte. Der RSI eines Unternehmens i ist folgendermaßen definiert:

$$RSI_i = \frac{\textit{Gesamtkapazität} - \textit{Kapazität von Anbieter } i}{\textit{Gesamtnachfrage}}$$

472. Dabei erfolgt die Berechnung auf Grundlage folgender Operationalisierungen[421]: Als Gesamtkapazität definiert das Amt die Nettoleistung aller Kraftwerke, die dem Markt zur Verfügung steht, und zieht hiervon den EEG-Strom, technische Kraftwerksrestriktionen sowie Regel- und Reserveleistungsvorhaltung ab. Überdies werden Stromimporte hinzuaddiert. Als Näherungswert für die technisch und ökonomisch dadurch maximal zu erwartende Erhöhung der Kapazität wurden die höchsten im betrachteten Zweijahreszeitraum beobachteten Nettoimporte angesetzt. Die Kapazität des Unternehmens i entspricht in der Sektoruntersuchung der Nettoleistung aller Kraftwerke des Unternehmens i, die dem Markt zur Verfügung stehen, exklusive EEG-Strom. Nicht enthalten sind Kraftwerkskapazitäten, die aufgrund technischer Restriktionen sowie der Regel- und Reserveleistungsvorhaltung dem Markt nicht zur Verfügung standen. Stromimporte, die von dem zu betrachtenden Unternehmen gegebenenfalls getätigt wurden, sind der Kapazität dieses Unternehmens nicht zugerechnet worden. Die Gesamtnachfrage entspricht der Einspeisung aller erfassten Kraftwerksblöcke in das deutsche Stromnetz inklusive Nettoimporten, exklusive EEG-Strom und Regel- und Reserveenergie.[422]

473. Die Untersuchung zeigt weiter, dass die Wettbewerbssituation auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Strom weiterhin unbefriedigend ist. Nach wie vor seien es lediglich vier Unternehmen, die sich gut 80 Prozent des Erstabsatzmarktes teilten. Auch wenn die Marktmacht der vier großen Erzeuger aufgrund des durch die Wirtschaftskrise bedingten Nachfragerückgangs im Jahre

[416] Vgl. BKartA, ebenda, S. 22.
[417] Diese Verschiebung der Merit Order ist umgekehrt derjenigen bei einem Merit-Order-Effekt.
[418] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 21 f., 115 ff.
[419] Vgl. ebenda, S. 23 f.
[420] Vgl. ebenda, S. 239.
[421] Vgl. ebenda, S. 98 ff.
[422] Die Interpretation des RSI ist folgende: Je kleiner der RSI eines Energieerzeugers, umso größer ist dessen Marktmacht; d. h. ein niedriger RSI bedingt regelmäßig eine hohe Absatzmenge und einen hohen Strompreis. Ist der RSI eines Unternehmens i im Strommarkt gemäß der oben stehender Formel 100 Prozent bzw. 1, dann bedeutet das, dass ohne die Kapazitäten des Unternehmens i die übrigen Anbieter die Stromnachfrage zu 100 Prozent zu decken vermögen. Übersteigt der RSI den Wert von 100 Prozent, ist er also größer als 1, haben die verbleibenden Anbieter ausreichend Kapazität, nämlich über 100 Prozent, um die auftretende Nachfrage zu decken. Ist der Wert des RSI kleiner als 100 Prozent bzw. 1, wird der Anbieter zur Nachfragedeckung zwingend benötigt, denn die übrigen Anbieter schaffen es mit ihren Kapazitäten nicht, die Nachfragemenge zu decken. Ein Unternehmen verfügt über eine individuell marktbeherrschende Stellung, wenn der RSI in mehr als 5 Prozent der Stunden unter 1,1 liegt. Vgl. zur Interpretation des RSI bereits Abschnitt 5.1.1.

2009 zwischenzeitlich zurückgegangen sei und E.ON Erzeugungskapazitäten veräußert habe, sei davon auszugehen, dass sich hieraus für die Wettbewerbssituation 2010 keine grundlegenden Veränderungen ergeben hätten. Die Ergebnisse der wettbewerblichen Analyse deuten gemäß Bundeskartellamt darauf hin, dass sich auf dem deutschen Erstabsatzmarkt mindestens drei, gegebenenfalls sogar vier Unternehmen (RWE, E.ON, Vattenfall und möglicherweise auch EnBW) in einer Position befinden, die es ihnen ermöglicht, sich individuell in einem nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern, Abnehmern und schließlich gegenüber den Verbrauchern zu verhalten und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabsatzmarkt zu beeinträchtigen. So konnte 2007 und 2008 in einer signifikanten Anzahl von Stunden die Stromnachfrage in Deutschland ohne die Kapazitäten von jeweils E.ON, RWE, Vattenfall und – jedenfalls in 2007 – EnBW nicht gedeckt werden. Diese Unternehmen waren – jedes für sich – in einer großen Anzahl von Stunden für die Deckung der Stromnachfrage in Deutschland unverzichtbar.[423]

474. Die nachfolgenden Tabellen aus der Sektoruntersuchung zeigen, dass der RSI (mit Ausnahme von EnBW im Jahre 2008) für alle vier großen deutschen Stromerzeuger in mehr als 5 Prozent der Fälle unter 1,1 bzw. 1,0 liegt.[424]

475. Alle vier Stromerzeuger (bis auf EnBW im Jahr 2008) sind in einer signifikanten Zahl der Stunden unverzichtbare Anbieter. In beiden Tabellen zeigt sich, dass RWE am häufigsten unverzichtbarer Anbieter ist (2007 in 93,6 Prozent bzw. 77,8 Prozent und 2008 in 73,8 Prozent bzw. 55,9 Prozent der Stunden), gefolgt von E.ON (2007 in 71, 8 Prozent bzw. 50,5 Prozent und 2008 in 50,5 Prozent bzw. 27,8 Prozent der Stunden), Vattenfall (2007 in 55,1 Prozent bzw. 27,2 Prozent und 2008 in 30,6 Prozent bzw. 7,2 Prozent der Stunden) und EnBW (2007 in 49,1 Prozent bzw. 14,2 ProzentProzent und 2008 in 25,7 Prozent bzw. 1,6 Prozent der Stunden). Die angegebenen Prozentwerte sind – ebenfalls in beiden Tabellen – für das Jahr 2007 deutlich höher als für das Jahr 2008. Der Nachfragerückgang im Jahr 2008 in Höhe von 7 Prozent bewirke eine zahlenmäßig deutlich stärkere Verringerung der Prozentwerte. Teilweise sei dieser Nachfragerückgang auf den Ausbau von EEG-Kapazitäten zurückzuführen. Da diese stets voll ausgelastet seien, sinke durch den Ausbau von EEG-Kapazitäten die durch konventionelle Erzeuger zu befriedigende Restnachfrage. Darüber hinaus sei ein Rückgang der Gesamtnachfrage nach Strom durch die im Herbst 2008 einsetzende Wirtschaftskrise zu beobachten.

476. Die Analyse der Kräfteverhältnisse auf dem Stromgroßhandelsmarkt und die Berücksichtigung seiner Besonderheiten (insbesondere der Nichtspeicherbarkeit) legen gemäß Amt das Ergebnis nahe, dass in Deutschland die vier großen Anbieter RWE, E.ON, Vattenfall und gegebenenfalls auch EnBW individuell über eine marktbeherrschende Stellung verfügen. Dass im Einzelfall auch mehrere Unternehmen individuell marktbeherrschend sein können, habe der Bundesgerichtshof in anderem Zusammenhang ausdrücklich anerkannt.[425] Haben mehrere Unternehmen nebeneinander oder unabhängig voneinander die Möglichkeit, wirksamen Wettbewerb zu verhindern, so ist jedes von ihnen marktbeherrschend. Die besonderen Verhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt legten es nahe, auch hier von der Möglichkeit individueller Marktbeherrschung durch mehrere Unternehmen auszugehen.

[423] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 19 f.

[424] Vgl. auch Abschnitt 5.1.1.

[425] Vgl. BGH, Beschluss vom 3. März 2009, KZR 82/07 „Reisestellenkarte“, S. 13.

Tabelle 5.2

Anzahl der Stunden (Prozent), in denen der RSI < 1,1

Jahr	EnBW	E.ON	RWE	Vattenfall
2007	*49,1*	*71,8*	*93,6*	*55,1*
2008	*25,7*	*50,5*	*73,8*	*30,6*

Quelle: BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 105.

Tabelle 5.3

Anzahl der Stunden (Prozent), in denen der RSI < 1,0

Jahr	EnBW	E.ON	RWE	Vattenfall
2007	*14,2*	*50,5*	*77,8*	*27,7*
2008	*1,6*	*27,8*	*55,9*	*7,2*

Quelle: BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 105.

Kritische Würdigung

477. Die Monopolkommission würdigt die Bewältigung der komplexen Aufgabe einer Sektoruntersuchung des Stromgroßhandels und der Stromerzeugung. Dennoch weist sie auf einige Auffälligkeiten bzw. Probleme der Sektoruntersuchung hin und erörtert diesbezügliche Lösungsmöglichkeiten.

Methodisches Vorgehen: Pivotalanalyse und algorithmisches Optimierungsmodell

478. Die Diagnose von Marktmacht stellt in vielen Märkten eine besondere Herausforderung dar. Dieses Problem besitzt jedoch in Strommärkten eine besondere Qualität. Der Grund hierfür liegt in Besonderheiten – Nichtspeicherbarkeit von Strom, starke tageszeitliche und saisonale Schwankungen sowie eine (kurzfristig) unelastische Nachfrage –, die in anderen Märkten in dieser Form nicht auftreten. Die Spezifika der Strommärkte haben zur Folge, dass etablierte Konzentrationsmaße wie die Konzentrationsrate (concentration ratio, CR_n) und der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) diesen nicht gerecht werden. Deren Unzulänglichkeit manifestiert sich in dem Umstand, dass ein Stromanbieter Marktmacht auch mit einem kleinen Marktanteil ausüben kann. Dies ist z. B. in Situationen der Fall, in denen sich die gesamte Nachfrage der Kapazitätsgrenze stark annähert, wodurch nun auch die Kapazitäten einzelner kleinerer, sonst unbedeutender Anbieter plötzlich relevant werden. Die Erklärung dafür liegt in der statischen Natur dieser herkömmlichen Maße und deren Fokussierung auf die Anbieterseite. Strommärkte verlangen daher nach Maßen, welche die Nachfrageseite explizit berücksichtigen. Das Bundeskartellamt hat insoweit im Bereich der Konzentrationsmessung mit der Anwendung des RSI ein modernes, empirisch fundiertes Konzentrationsmaß gewählt, das den Besonderheiten des Strommarktes besser gerecht zu werden vermag. In den letzten zehn Jahren ist daher die Anwendung des RSI immer populärer geworden, wobei es diesbezüglich nicht sehr viele Untersuchungen gibt.

479. Da binäre Maße wie der PSI[426] in ihrer Aussagekraft von Natur aus beschränkt sind, ist für zusätzliche Informationen ein stetiger Indikator wie der RSI erforderlich. Das Amt hat in seiner Sektoruntersuchung auf die Verwendung des PSI verzichtet[427] und ausschließlich das Konzept des RSI angewendet. Der RSI wurde vom California Independent System Operator (CAISO) eingeführt und quantifiziert die Lücke, die der PSI lediglich anzeigt.

480. Bereits in ihren ersten beiden Energiesondergutachten hat die Monopolkommission in Bezug auf die Möglichkeiten der Anwendung unterschiedlicher Konzentrationsmaße die Anwendung des RSI befürwortet.[428] Im zweiten Gutachten 2009 hat sie die überwiegende Betrachtung von Marktanteilsverhältnissen für unbefriedigend erklärt und dem Bundeskartellamt eine zusätzliche Betrachtung der RSI der Erzeuger auf dem Strommarkt vorgeschlagen.[429] Allerdings muss bei Konzentrationsmaßen grundsätzlich eingewendet werden, dass sie lediglich auf die Marktstruktur abstellen. Die bloße Existenz einer hohen Konzentration bzw. Marktmacht muss nicht automatisch auf eine missbräuchliche Ausnutzung derer hinweisen. Der RSI quantifiziert daher lediglich, in welchem Ausmaß sich ein Anbieter unabhängig von seinen Wettbewerbern und der Marktgegenseite verhalten könnte; dynamische und strategische Effekte werden insoweit ausgeklammert. Derartige verhaltensbasierte Aspekte, wie beispielsweise ein koordiniertes Verhalten zweier oder mehrerer Anbieter, fallen bei einer solch statischen Ex-post-Analyse einzelner Unternehmen nicht auf. Überdies sind dem bloßen Wert des RSI keine Informationen über die tatsächlich relevante Grenze inhärent, ab der es für einen Anbieter lohnenswert wird, tatsächlich Kapazitäten zurückzuhalten und damit Marktmacht missbräuchlich auszuspielen.

481. Das Bundeskartellamt hat verhaltensbasiert lediglich mithilfe eines Ad-hoc-Algorithmus geprüft, ob ein einzelner Kraftwerksblock zu einem bestimmten Zeitpunkt hätte eingeschaltet sein müssen oder nicht. Allerdings wurden bei dieser Prüfung keine Koordinationswirkungen der Akteure berücksichtigt. Dabei erscheint es unwahrscheinlich, dass E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall unabhängig voneinander agieren. Zudem geschah diese Prüfung ausschließlich ex post, was zu Problemen der Beschaffung adäquater Daten und der Verifizierung der Datenbasis geführt hat.[430]

482. Insoweit wäre es aus Sicht der Monopolkommission wünschenswert gewesen, gleichfalls weiterführende verhaltensbasierte Modelle, d. h. Ex-ante- und Ex-post-Simulationen anzuwenden. So können parallele Preiserhöhungen, insbesondere bei homogenen Massengütern, möglicherweise der Reaktionsverbundenheit der Anbieter bei intensivem Wettbewerb entspringen.[431] Mittels weiterer verhaltensbasierter Simulationen wäre es daher z. B. möglich gewesen, ex ante Anreize für einen Marktmachtmissbrauch zu identifizieren und ex post Muster oder „Abweichungen“ in verschiedenen Aktionsparametern aufzu-

[426] Der PSI zeigt an, ob ein Anbieter notwendig (pivotal) für die Befriedigung der Nachfrage ist. Der Indikator ist binär; ein Anbieter bekommt den Wert 1 zugewiesen, falls er pivotal ist, anderenfalls den Wert 0. Der PSI eines Anbieters lässt sich kontinuierlich (z. B. stündlich) für einen gegebenen Zeitraum (z. B. ein Jahr) erfassen. Auf diese Weise kann der zeitliche Anteil des pivotalen Status eines bestimmten Anbieters bestimmt werden. Zu diesem Indikator liegen bereits mehrere Analysen vor. Der PSI ist somit ein auf konkrete Angebots- und Nachfragesituationen basierendes Ex-post-Analyseinstrument. Er wurde 2001 von der FERC (Federal Energy Regulatory Commission) als Market-Monitoring-Instrument in einer speziellen Variante („SMA“, Supply Margin Assessment) eingeführt und ersetzte zeitweise die bisherige auf Marktanteilen basierende Methode.

[427] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 98.

[428] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 187; Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 80.

[429] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 80.

[430] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 209 ff., 239.

[431] Vgl. z. B. Kerber, M.C., Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland, Eine Entgegnung auf v. Hirschhausen/Weigt/Zachmann, „Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz“, TU Berlin, Diskussionspapier 2008/1, S. 10.

spüren. Verhaltensbasierte Modelle erlauben insoweit ein besseres Verständnis für den Strommarkt und schärfen den Blick hinsichtlich wichtiger strategischer und dynamischer Effekte.

483. Es erscheint der Monopolkommission daher wichtig, dass zukünftig eine Reihe weiterer verhaltensbasierter Modelle zur Anwendung kommen, um ex ante und ex post dynamische und strategische Effekte, wie beispielsweise ein implizit wie auch ein explizit koordiniertes Verhalten zweier oder mehrerer Anbieter, identifizieren zu können. Die Monopolkommission hält insoweit auch die bestehende Fundierung der Annahme einer Einzelmarktbeherrschung des Erstabsatzmarktes durch die vier großen deutschen Stromerzeuger nur bedingt für überzeugend, da sich diese bisher im Wesentlichen auf die Interpretation struktureller Konzentrationsmaße stützt. Eine genauere Untersuchung im Rahmen verhaltensbasierter Analysen wäre daher aus Sicht der Monopolkommission wünschenswert.

Technische Restriktionen

484. Als sachliche Rechtfertigungsgründe für einen Kraftwerksnichteinsatz wurden im Rahmen der Optimierung technische Restriktionen (Revisionen oder ungeplante Kraftwerksausfälle), Netzrestriktionen, die zu einer Beschränkung der in das Netz einspeisbaren Leistung führten, sowie Kapazitätsvorhaltungen für Reserveenergie und Regelenergie anerkannt. Diese Faktoren wurden im Rahmen Sektoruntersuchung bereits bei der Datenerhebung separat blockscharf für jede Viertelstunde der Jahre 2007 und 2008 abgefragt und konnten bei den Analysen zur Kapazitätszurückhaltung berücksichtigt werden. Die sachliche Richtigkeit der durch die Unternehmen gemachten Angaben wurde von Amtsseite indes nicht detailliert überprüft.[432]

485. Das Bundeskartellamt hat in seiner Sektoruntersuchung konkret festgestellt, dass der größte Abzugsposten bei der Berechnung der Gesamt- und der individuellen Kapazität die technischen Restriktionen seien.[433] Durchschnittlich ein Viertel aller Erzeugungskapazitäten sei aus technischen Gründen (Revision, ungeplante Kraftwerksausfälle) zur Stromproduktion nicht verfügbar gewesen. Dabei wurden Pumpspeicherkraftwerke und wärmegeführte Heizkraftwerke aufgrund der uneinheitlichen Vorgehensweise der Unternehmen bei der Angabe der technischen Restriktionen und bei der Grenzkostenberechnung außer Betracht gelassen.[434]

486. 486. Das Amt konstatiert, dass neben Datenproblemen eine genauere Überprüfung der technischen Restriktionen selbst für nur einzelne Zeitpunkte und Kraftwerksblöcke mit den Ressourcen der Beschlussabteilung nicht leistbar gewesen sei. Auch sei es ex post oft schwierig, Entscheidungen über die Abschaltung bzw. Einsenkung eines Kraftwerks nachzuvollziehen, da sie zumindest teilweise kurzfristig auf Zuruf und aufgrund spezieller Erfahrungswerte der handelnden Personen erfolgten. Daher könne seitens des Amtes definitiv nicht ausgeschlossen werden, dass die von den Unternehmen angesetzten Werte für technische Restriktionen gegebenenfalls zu hoch seien.[435]

487. Vor dem Hintergrund, dass eine physische Kapazitätszurückhaltung sehr viel schwieriger nachweisbar ist als eine finanzielle und bereits eine Manipulation geringer Strommengen auf Angebotsseite das Strompreisniveau an der EEX, heute EPEX Spot, erhöhen kann, gibt der hohe Anteil ausgefallener Kraftwerkskapazitäten aufgrund technischer Restriktion der Monopolkommission Anlass zur Skepsis. Da der Anlass für die Durchführung der Sektoruntersuchung war, Kapazitätszurückhaltungen der vier größten deutschen Stromerzeugerunternehmen zu identifizieren und hiermit missbräuchliches Verhalten, d. h. eine Preismanipulation an der Strombörse, nachzuweisen, erscheint die Höhe der von den Unternehmen ausgewiesenen technischen Restriktionen beachtlich und es kann nicht ausgeschlossen werden, dass in der Menge der technischen Restriktionen durchaus missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung enthalten ist. Zur Verifizierung dieser hohen Zahl an technischen Restriktionen hängt nun die Belastbarkeit der Daten grundsätzlich davon ab, ob die Unternehmen diesbezüglich richtige Angaben gemacht haben. Dass das Bundeskartellamt diese Angaben indes nicht genauer überprüft hat bzw. überprüfen konnte, hält die Monopolkommission für problematisch, da es insoweit den Unternehmen weite Handlungsspielräume hinsichtlich einer Kapazitätszurückhaltung eröffnet. Auch ist nicht klar, wie technische Restriktionen in einer Größenordnung von 25 Prozent konkret einzuordnen und zu bewerten sind, d. h. wie plausibel die konkrete Menge technischer Restriktionen beispielsweise aus Sicht eines technischen Sachverständigen erscheint.

488. Des Weiteren konstatiert das Amt beispielsweise, dass der Anteil der technischen Restriktionen in Kraftwerksblöcken, die „im Geld“ sind, an den gesamten technischen Restriktionen in der Summe im Jahr 2007 bei 66 Prozent, im Jahr 2008 bei 56 Prozent lag. Technische Restriktionen wirken sich immer dann auf die Merit Order und damit auf den Stromgroßhandelspreis aus, wenn sie einen Kraftwerksblock betreffen, der „im Geld“ ist. Denn dann hätten die betreffenden Kapazitäten, wären sie verfügbar gewesen, im Falle einer Vermarktung teurere Kapazitäten aus der Merit Order verdrängt. Technische Restriktionen in Kraftwerksblöcken, die „im Geld“ sind, wirken sich daher unmittelbar auf den Strompreis aus.[436] Auch vor diesem Hintergrund könnte es sich hierbei um ein Indiz missbräuchlicher Kapazitätszurückhaltung handeln.

489. Die Monopolkommission fordert daher, dass zukünftig zur Überprüfung technischer Aspekte ausreichend Ressourcen bereitgestellt werden. Es erscheint der Mono-

---

[432] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung, Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 135 f.
[433] Vgl. ebenda, S. 103.
[434] Vgl. ebenda, S. 219.
[435] Vgl. ebenda, S. 210 ff.
[436] Vgl. ebenda, S. 218 ff.

polkommission sachdienlich, dass externe Sachverständige (z. B. Ingenieure) stichprobenartig und zeitnah vor Ort prüfen, ob eine technische Restriktion tatsächlich vorliegt. Externe Experten mit technischem Sachverstand wären zudem in der Lage, durchaus ex post eine quantitative und qualitative Einordnung technischer Restriktionen vorzunehmen. Ein derartiges Vorgehen bewirkt aus Sicht der Monopolkommission in der Zukunft einen gebotenen Abschreckungseffekt für die Stromerzeuger. Ein Vergleich der Anteile technischer Restriktionen zwischen den verschiedenen Unternehmen erfordert immer eine detaillierte Analyse der Gründe für die jeweiligen Anteile, auch wenn man hierbei nach Kraftwerksarten differenziert. Allein mithilfe eines Benchmarkings der Anteile technischer Restriktionen bei den verschiedenen Unternehmen ist es nicht möglich, die Unternehmensangaben zu technischen Restriktionen zu plausibilisieren.[437] So hält es die Monopolkommission für dringend geboten, dass in Zukunft die Angaben hinsichtlich technischer Restriktionen näher plausibilisiert werden. Hierfür ist es erforderlich, den Unternehmen deutlich spezifischere Vorgaben im Hinblick auf die jeweiligen Datenkategorien zu machen, um eine bessere Datenqualität und größere Datenkonsistenz zu gewährleisten. Darüber hinaus erscheint es sinnvoll, die Angaben zu technischen Restriktionen weiter zu differenzieren, z. B. nach Revisionen, (disponiblen und nicht disponiblen) Kraftwerksausfällen und sonstigen Nichtbeanspruchbarkeiten. Hierdurch könnte die Vergleichbarkeit der Unternehmensangaben deutlich verbessert werden. Wenn die Daten jedoch differenzierter abgefragt werden und damit eine größere Datentiefe und -qualität erreicht werden kann, erscheint eine weitergehende Verifizierung der Unternehmensangaben durch ein Benchmarking durchaus möglich.

490. Nach Meinung der Monopolkommission stellt die theoretische Möglichkeit, Kapazitätszurückhaltung hinter technischen Restriktionen zu verbergen, ein erhebliches Problem für die Prüfung von Missbräuchen dar. Die Frage, inwieweit dieses Problem grundsätzlich lösbar ist, kann ohne erweiterte Kenntnisse des Marktes, etwa darüber, in welchen Situationen welche Höhe der Kapazitätszurückhaltung für einen Anbieter lohnend ist, nur bedingt beantwortet werden. Prinzipiell könnten den Unternehmen bereits ex ante genauere Vorgaben gemacht werden, welche Daten bereitzustellen sind. Das bei der Sektoruntersuchung aufgetretene Problem, dass die ex post erhobenen Daten bei den Unternehmen nicht (mehr) in der gewünschten Form vorlagen, würde damit entfallen.[438] Auf dieser Grundlage könntem die Daten zeitnah plausibilisiert werden. Insoweit könnte sie sich auf ihr einzuräumende, allgemeine Auskunftsrechte stützen. Besondere rechtliche Voraussetzungen ließen sich durch externe Sachverständige erlangen, um so die Unternehmensangaben auch nachvollziehen zu können.

[437] Vgl. ebenda, S. 218.

[438] So wurden beispielsweise insbesondere kurzfristige Nichtverfügbarkeiten von den Unternehmen nicht vollumfänglich dokumentiert. Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung, Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 219.

Grenzkostenmodell

491. Der Algorithmus, durch den das Bundeskartellamt den jeweiligen Kraftwerkseinsatz überprüft hat, basiert nach Aussage des Amtes auf dem Vergleich der Day-ahead-Marktpreise mit den jeweils relevanten Grenzkosten. Damit orientiert sich das Amt am Modell eines funktionsfähigen Marktes, auf dem der Preis den Kosten zur Produktion der letzten markträumenden Einheit entspricht. In diesem Modell sind allein die Grenzkosten der Produktion für die effiziente Einsatzsteuerung entscheidend. Im Stromsektor bedeutet dies, dass ein Stromproduzent dann eine weitere Einheit erzeugen wird, wenn diese zusätzliche Einheit mindestens die durch ihre Produktion erzeugten Kosten erwirtschaften kann. Fixkosten des Betriebs eines Kraftwerks sind für die kurzfristige Einsatzentscheidung hingegen irrelevant, wie das Amt in seiner Sektoruntersuchung richtig ausführt.[439] Um den marktkonformen Einsatz von Kraftwerken bewerten zu können, hat das Amt die jeweiligen Grenzkosten blockscharf bei den Betreibern abgefragt.

492. Für eine sinnvolle Überprüfung der Einsatzentscheidung von Kraftwerken ist die Anwendung des Grenzkostenmodells jedoch nicht ohne Restriktionen möglich. So ist zu berücksichtigen, dass für den Bereich der Stromerzeugung nicht von strikt linearen Kostenverläufen ausgegangen werden kann. So bestehen vor allem sprungfixe Kosten[440], etwa durch die Notwendigkeit des An- und Abfahrens einzelner Kraftwerke, die unabhängig von den durch das Kraftwerk produzierten Einheiten sind. Im Falle von Grenzkosten im ökonomischen Sinne bleiben solche Kosten bei der auf das einzelne Kraftwerk bezogenen Betrachtung weitestgehend unberücksichtigt, da sie in der Regel fix durch das stets notwendige An- und Abfahren eines Kraftwerks anfallen; bei einer Ableitung der jeweiligen Kostenfunktion müssten sie daher herausfallen. Bei der Gesamtbetrachtung eines Kraftwerksparks und für die Kraftwerkseinsatzentscheidung spielen solche sprungfixen Kostenbestandteile jedoch eine Rolle, da für die Entscheidung eines Kraftwerkseinsatzes die durch seinen Einsatz insgesamt entstehenden Kosten niedriger liegen müssen als der erzielbare Marktpreis des erzeugten Stroms. Das Bundeskartellamt hat sich wohl aus diesen Gründen dafür entschieden, in seiner Sektoruntersuchung beispielsweise An- und Abfahrtskosten zu berücksichtigen, indem es diese auf die variablen Kostenbestandteile eines Kraftwerks umgelegt hat.

493. Die Umlage der sprungfixen Kosten eines Kraftwerks auf jede durch das Kraftwerk produzierte Einheit ist für das Prüfungsmodell nicht unproblematisch. De facto handelt es sich bei den An- und Abfahrtskosten um eine Art Gemeinkosten, die nicht der Stromerzeugung zu einem bestimmten Zeitpunkt ökonomisch korrekt zugewiesen

[439] Vgl. ebenda, S. 56.

[440] Als sprungfixe Kosten bezeichnet man Kosten, die in bestimmten Intervallen der Bezugsgrößenmenge konstant bleiben. Zwischen diesen Intervallen springen die Kosten auf ein anderes Niveau. Es handelt sich hierbei um Produktionsfaktoren, deren Leistungsabgabe nicht stufenlos variierbar ist. Die Kostenfunktion nimmt einen treppenartigen Verlauf an.

werden können. Der vom Bundeskartellamt angewendete Algorithmus beinhaltet nach Kenntnis der Monopolkommission hierzu auch keine Optimierung, sondern die Kostenzuordnung zu einzelnen Zeiträumen wurde den Unternehmen überlassen. Dadurch sollte die Zuschlüsselung so erfolgen, wie dies tatsächlich für die Einsatzentscheidung der Unternehmen relevant war.[441]

494. Nach Auffassung der Monopolkommission handelt es sich bei den vom Bundeskartellamt in seiner Sektoruntersuchung herangezogenen Kosten eher um Inkrementalkosten als um Grenzkosten im ökonomischen Sinne, da die Kosten des Kraftwerkseinsatzes als Ganzes berücksichtigt wurden. Die Monopolkommission betrachtet diese Vorgehensweise im Grundsatz als richtig, da es die für die Einsatzentscheidung relevanten Faktoren am ehesten abbildet. Bei einer kursorischen Betrachtung des Prüfalgorithmus sieht sie in der Umsetzung jedoch eine Reihe von Problemen gegeben. Beispielsweise ist die Umlage sprungfixer Kosten auf die einzelne Einheit Strom sehr von der Laufzeit des einzelnen Kraftwerks abhängig. Daher ist Voraussetzung einer korrekten Prüfung, dass der Algorithmus die Einsatzzeit in gleicher Weise optimiert hat wie der Betreiber der Anlage. Zudem stellt sich das grundsätzliche Problem der Verifizierung der Angaben der Kraftwerksbetreiber hinsichtlich der Höhe der tatsächlich eingesetzten und jeweils relevanten Kosten. In diesem Zusammenhang sind erhebliche zusätzliche Ressourcen zur Prüfung erforderlich, die für mehr Sicherheit sorgen könnten.

Zeitinkonsistenz des Modells

495. Ein weiteres Problem der Überprüfung des Kraftwerkseinsatzes besteht darin, dass die Optimierung mittels des verwendeten Algorithmus mit der Kenntnis tatsächlicher Marktpreise und Grenzkosten arbeitet. Zum Zeitpunkt der Kraftwerkseinsatzentscheidung verfügen die Unternehmen jedoch nur bedingt über diese Informationen: So ist davon auszugehen, dass bei der Einsatzentscheidung für den Folgetag sowohl der Preis aus dem Day-ahead-Spothandel als auch die erwarteten Grenzkosten bekannt sind. Der Day-ahead-Handel stellt den liquidesten und wichtigsten Spotmarkt dar, sodass dieser Preis für die Kraftwerkseinsatzentscheidung besonders relevant sein dürfte, auch wenn Erwartungen über den Intraday-Markt vermutlich ebenfalls eine Rolle spielen. Bei einem Kraftwerkseinsatz über mehrere Tage muss der Betreiber jedoch Erwartungen über den zukünftigen Verlauf des Day-ahead-Marktpreises an den Folgetagen bilden. Ebenfalls könnte der Algorithmus auf andere erwartungsabhängige Preise – etwa an den Terminmärkten – zurückgreifen. Da der Kraftwerkseinsatz sprungfixe An- und Abfahrtskosten erzeugt, die auf eine mehrtägige Laufzeit umzulegen sind, kann auch keine täglich neue Entscheidung über die Abschaltung eines Kraftwerks simuliert werden.

496. Die Entscheidung des An- oder Abfahrens eines Kraftwerks geschieht ex ante unter Unsicherheit, da Unternehmen Preis- und Kostenentwicklungen antizipieren müssen. Sie ist insoweit mit unternehmerischen Risiken verbunden.[442] Somit können sich Ineffizienzen bei der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes unter Unsicherheit durch die Unternehmen selbst ergeben, die bei einer retrospektiv vorgenommenen Optimierung nicht auftreten. Wenngleich von einem hohen Maß an Expertise beim Kraftwerkseinsatz durch die großen Erzeugungsunternehmen auszugehen ist, stellt die retrospektive Betrachtung nach Auffassung der Monopolkommission ein erhebliches Problem dar, wenn durch sie der effiziente oder ineffiziente Kraftwerkseinsatz robust belegt werden soll.

497. Die Monopolkommission hält es in jedem Fall für erforderlich, die Verwendung retrospektiv verwendeter Daten genauer zu fundieren. Unter den gegebenen Informationen erscheint es der Monopolkommission problematisch abzuschätzen, inwieweit die Optimierung durch den Algorithmus des Bundeskartellamtes die zum gegebenen Zeitpunkt bestehende Einsatzentscheidung korrekt wiedergibt.

Marktabgrenzung

498. Hinsichtlich einer kritischen Würdigung der räumlichen und sachlichen Marktabgrenzung durch die Monopolkommission sei auf Abschnitt 3.3.2.1 verwiesen. Dabei sei in Bezug auf die sachliche Marktabgrenzung wiederholt, dass eine alleinige Fokussierung auf den Erstabsatzmarkt für Strom zu kurz greift. Strommengen werden durchschnittlich bis zu sechsmal von der Erzeuger- bis zur Endverbraucherstufe gehandelt. Insoweit bedarf eine umfängliche Analyse von Marktmachtpotenzialen nach Meinung der Monopolkommission einer Einbeziehung aller Handelsstufen nach dem Erstabsatzmarkt. Denn ein Anbieter, der auf dem Erstabsatzmarkt über nur geringe Strommengen verfügt, hätte aus diesem Blickwinkel möglicherweise keine Anreize zur Kapazitätszurückhaltung, da zu geringe Reststrommengen eine Partizipation an dem hierdurch höheren Marktpreis für Strom verhindern. Hat sich der Anbieter jedoch auf den nachgelagerten Handelsstufen Strommengen gesichert, dann profitiert er dennoch von Preissteigerungen. In dem beschriebenen Fall könnte das Bundeskartellamt mittels Pivotalanalyse auf Basis von PSI und RSI lediglich ein geringes Missbrauchspotenzial feststellen, da Zwischenhandelstufen nach dem Erstabsatzmarkt und vor der Belieferung von Endkunden nicht berücksichtigt werden. Die Monopolkommission empfiehlt daher, dass das Amt in Zukunft gleichwohl auch diese Zwischenhandelsstufen eingehender auf mögliche Missbrauchspotenziale prüft und eine Konkretisierung bei der Marktabgrenzung vornimmt.

5.1.3 Kapazitätsmarkt

499. Die Preisfindung am Stromgroßhandelsmarkt orientiert sich an den Grenzkosten der Erzeugungsanlagen, d. h. an den Kosten der Produktion einer zusätzlichen Stromeinheit. Da die Fixkosten der Kraftwerke versun-

---

[441] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung, Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 162.

[442] Diese Probleme wurden vom Bundeskartellamt zwar erkannt, aber als vernachlässigbar eingeschätzt; vgl. ebenda, S. 148.

kene Kosten (sunk costs) repräsentieren, sind sie für den Einsatz eines Kraftwerks zur Stromproduktion nicht entscheidungsrelevant. Durch die Orientierung an den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung ist die Erwirtschaftung der Fixkosten nicht per se garantiert, da sich der Einsatz eines Kraftwerks – unabhängig von den Fixkosten (also z. B. Kapital- und Personalkosten) – nach den Grenzkosten bestimmt.

500. Aufgrund dessen wird vielfach von Beobachtern der Strommärkte behauptet, dass nicht hinreichende Anreize bestehen, qualitativ und quantitativ in adäquatem Umfang in Erzeugungskapazitäten zu investieren. Das Problem ist in vielen Ländern derzeit noch nicht akut, da die vorhandenen Kapazitäten noch ausreichen, wird aber in der nahen Zukunft durch das Ausfallen von Ersatzinvestitionen und den Atomausstieg rasch an Bedeutung gewinnen.

501. Dieser Umstand hat in vielen Ländern zu Bedenken geführt, ob der Markt langfristig in der Lage ist, für ausreichend Kapazitäten zu sorgen. Empirische Untersuchungen in den liberalisierten Strommärkten der Vereinigten Staaten weisen darauf hin, dass ein Energiemarkt ohne explizite Berücksichtigung dieses Problems nicht in der Lage ist, vollkostendeckende Erlöse zu gewährleisten und damit für ausreichende Investitionen zu sorgen.[443] Neben dem erwähnten Problem der Deckung der Fixkosten gibt es eine Reihe von Besonderheiten und Beschränkungen in Strommärkten, die das Problem verschärfen. Zu betonen ist in diesem Zusammenhang insbesondere das häufige Fehlen von signifikanten Preissteigerungen in Zeiten hoher Nachfrage, die dazu führen, dass Anreize zur Investition in Kraftwerkskapazitäten reduziert werden bzw. ganz ausbleiben. Dies ist insbesondere deshalb ein Problem, weil ein beachtlicher Teil der Kapazitäten nicht oft zum Einsatz kommt. Zur Vollkostendeckung müssen Kapazitäten indes zuweilen knapp werden, da es anderenfalls keine Anreize zum Kapazitätszubau gibt. In einem Markt müssen mithin durchaus Engpässe auftreten, damit der Preis über die variablen Kosten des Grenzkraftwerks hinaus steigen kann, sodass im langfristigen Durchschnitt Vollkostendeckung überhaupt möglich wird. Aber gerade zu Zeiten von Engpässen ist Marktmacht ein potenziell großes Problem. Zudem dürfte es während der Engpasszeiten schwierig sein, gerechtfertigt hohe Preise von der missbräuchlichen Ausübung von Marktmacht zu unterscheiden. Weitere Hindernisse stellen das unstete politische und regulatorische Umfeld sowie hohe Preisvolatilitäten dar, die einen abschreckenden Effekt auf neue Kapazitätsinvestitionen darstellen. All diese Faktoren erschweren in der Summe das Investitionskalkül der Unternehmen und die Beschaffung von Fremdkapital zur Finanzierung hoher Investitionskosten.

502. Zur Behebung des Kapazitätsproblems existieren verschiedene und bereits implementierte Ansätze. So gibt es in einigen Ländern eine Pflicht zur Eindeckung mit Kapazitäten für den Planungszeitraum (ein bis acht Jahre) für Energieversorgungsunternehmen. Alternativ werden in anderen Ländern Zahlungen für zusätzliche Kapazitätsbereitstellung bzw. Kapazitätsinvestitionen an die entsprechenden Unternehmen geleistet.

503. Einige Ökonomen sprechen sich indes für die Ergänzung des Stromgroßhandelsmarktes um einen Kapazitätsmarkt als eine sinnvolle Option zur Lösung des Problems aus. Einen separaten Kapazitätsmarkt kann man sich prinzipiell als einen „Terminmarkt für physische Kapazität“ – nicht Stromerzeugung – vorstellen, auf dem die „Deckung“ bzw. „Überdeckung“ der erwarteten Systemspitzenlast bereits in den Strompreis eingepreist ist. Ein intelligent ausgestalteter Kapazitätsmarkt vermeidet Engpässe, die in einem Markt entstehen können, in dem sich Kraftwerke lediglich durch den Verkauf von Strom zu Grenzkosten gemäß der Merit Order finanzieren müssen.

504. Kapazitätszahlungen können Marktmachtpotenziale und Preisvolatilitäten dämpfen und zu robusten und verlässlichen Investitionsanreizen führen. Eine detaillierte theoretische Diskussion der Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten für Strommärkte findet sich bei Cramton und Stoft.[444] Ein wesentliches empirisches Argument für die Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten liegt in der Beobachtung, dass Strombörsen typischerweise zu wenig Investitionsanreize erzeugen. Joskow stellte fest, dass es ein mittlerweile anerkanntes Faktum sei, dass Strombörsen und Stromgroßhandelsmärkte keine adäquaten Anreize für effiziente Investitionen implizieren können.[445]

505. Insgesamt werden folgende Ziele durch Implementierung eines Kapazitätsmarktes angestrebt: die Realisierung bzw. Verbesserung der Deckung von Fixkosten, eine Verbesserung der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems, eine Erhöhung der Transparenz des Marktes sowie eine Stabilisierung der Strompreise. Nachfolgend werden einige der international bereits implementierten Konzepte für Kapazitätsmärkte bzw. Kapazitätszahlungsmechanismen kurz vorgestellt.

5.1.3.1 Kapazitätszahlungen

506. Bei Kapazitätszahlungen wird zwischen administrativ bestimmten und wettbewerblich bestimmten Kapazitätsmärkten differenziert. Beide Varianten beabsichtigen durch zusätzliche Zahlungen die Deckung ihrer Vollkosten und ermöglichen damit ausreichende Kapazitätsinvestitionen. Administrative Kapazitätszahlungen wurden etwa in Spanien, Argentinien, Chile, Kolumbien, Peru und Südkorea implementiert. Dabei wird der gewünschte Kapazitätsumfang bestimmt und es werden entsprechende Zahlungen geleistet, um allen involvierten Anlagen die Erwirtschaftung ihrer Fixkosten zu ermöglichen. Finanziert werden diese Zahlungen durch die Endkunden mittels Aufschlägen auf den Strompreis. Es erscheint plausibel, dass ein solches Verfahren das

[443] Vgl. Joskow, P.L., Competitive electricity markets and investment in new generating capacity, MIT, June 12, 2006, S. 29, http://econ-www.mit.edu/files/1190.

[444] Vgl. Cramton, P./Stoft, S., A Capacity Market that Makes Sense, The Electricity Journal 18(7), 2005, S. 43–54.

[445] Vgl. Joskow, P.L., a. a. O., S. 2.

ökonomisch effiziente Niveau schwerlich sicherstellen kann.

5.1.3.2 Kapazitätsbörsen

507. Als Alternative zu Kapazitätszahlungen gibt es die Option der Kapazitätsbörsen. Diese findet man vor allem in den nordamerikanischen Märkten sowie in Brasilien und Australien.[446] Die Unterschiede in der Ausgestaltung zwischen den einzelnen Märkten sind signifikant, vor allem bezüglich des zeitlichen Horizonts.

508. Exemplarisch soll an dieser Stelle das „Reliability Pricing Model“ (RPM) von PJM Interconnection LLC kurz präsentiert werden, welches am 1. Januar 2007 eingeführt wurde.[447] PJM ist ein regionaler Übertragungsnetzbetreiber an der nördlichen Ostküste der Vereinigten Staaten und organisiert die Erzeugung, die Übertragung und den Großhandelsmarkt in seinem Versorgungsgebiet. Die Ziele dieses Modells sind es, Erzeugungskapazitäten in ausreichender Menge auf dem Strommarkt sicherzustellen, den Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Fixkosten zu ermöglichen sowie durch ein langfristiges Preissignal Erzeugungsunternehmen mehr Investitionssicherheit zu gewährleisten. So gibt es auf dem Terminmarkt drei Jahre im Voraus Auktionen für notwendige Kapazitäten. Das heißt, im Markt von PJM müssen sich Versorgungsunternehmen zusätzlich mit der notwendigen Leistung eindecken, um den Beitrag ihrer Kunden zur Spitzenlast abdecken zu können. Diese erforderlichen Mengen werden drei Jahre im Voraus bestimmt. Die Energieversorger haben die Pflicht, bereits zu diesem Zeitpunkt sicherzustellen, dass sie im Ausführungsjahr über die notwendigen Erzeugungskapazitäten verfügen. Um den Kapazitätsbedarf im Versorgungsgebiet in drei Jahren zu ermitteln, werden von PJM Lastprognosen durchgeführt. Überdies stellt das Modell sicher, dass Kapazitäten in sog. „kritischen“ Gebieten höhere Preise erzielen. Das heißt, im Marktgebiet von PJM gibt es einige Versorgungsbereiche, in denen Netzengpässe existieren, welche den Leistungstransport innerhalb des Gebietes beschränken. Um zu gewährleisten, dass Erzeugungsanlagen in den Bereichen mit Leitungsengpässen und Erzeugungsmangel errichtet werden, hat PJM sog. „Locational Deliverability Areas“ (LDA) definiert. Jede dieser LDA verfügt über eine eigene Versteigerung, deren Marktpreis die Knappheit an verfügbarer Leistung im Netzbereich anzeigt. Im „Reliability Pricing Model“ können vier verschiedene Arten von Kapazitäten angeboten werden. Dies sind neben herkömmlichen Erzeugungsanlagen auch Maßnahmen für Lastmanagement und Energieeffizienz sowie der Ausbau von Übertragungsleitungen.

[446] Vgl. The Brattle Group, A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs, September 2009, S. 8.

[447] Vgl. auch Süßenbacher, W./Schwaiger, M./Stigler, H., PJM Kapazitätsbörse – Reliability Pricing Model (RPM), Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2010, https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getvolltext?pCurrPk=49776 [Abruf: 31. März 2011].

5.1.3.3 Kritische Würdigung

509. Die Monopolkommission sieht die dargestellten Probleme, äußert sich in diesem Gutachten indes vorsichtig hinsichtlich des Konzeptes eines Kapazitätsmarktes und erwägt, dieses Thema im nächsten Sondergutachten intensiver zu beleuchten. Insoweit muss geklärt werden, ob tatsächlich ein gravierendes Investitionsdilemma herrscht und wenn ja, wann Bedarf an welchen neuen Erzeugungskapazitäten eintreten wird und welches Konzept zur Anwendung kommen soll.

510. Sicherlich kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass wenig verlässliche Rahmenbedingungen kein investitionsfreundliches Klima geschaffen haben.[448] Die Monopolkommission hat bereits in ihrem letzten Gutachten stabile Rahmenbedingungen für ein investitionsfreundliches Klima in der Energiewirtschaft angemahnt. Gefragt ist in diesem Zusammenhang eine klare und vorhersehbare Energiepolitik mit möglichst stabilen Rahmenbedingungen.[449] Die Änderungen des Strommarktes in den Jahren nach der Liberalisierung des Energiemarktes, unter anderem aufgrund der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien in den Stromerzeugungsmix, der Möglichkeit zur Abtrennung und unterirdischen Speicherung von CO_2 (Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS) auf inzwischen gesetzlicher Basis[450] und der Zuteilung von CO_2-Zertifikaten haben die Investionsbedingungen in Deutschland immer weiter verändert.

511. Bislang existierten in Deutschland noch Überkapazitäten, d. h. es war mehr Kraftwerksleistung vorhanden, als zur Deckung der Last oder zur Absicherung gegen Ausfälle nötig wäre. In der letzten Dekade, also in der Periode nach der formalen Liberalisierung des Erzeugungssektors, kam es zu einer größeren Zahl von Bauentscheidungen für neue Kraftwerke. Vor dem Hintergrund niedriger Anlagenpreise und mit der Aussicht auf kostenlos zugeteilte CO_2-Zertifikate waren solche Investitionen rentabel. Diese Anlagen stehen am Anfang ihrer technischen Nutzungsdauer.

512. Die Bedingungen für Investitionsentscheidungen haben sich jedoch inzwischen verschlechtert. So liegen die Anlagenpreise nunmehr deutlich höher; eine kostenlose Zuteilung von CO_2-Zertifikaten gibt es nicht mehr. Des Weiteren bedingt der politisch forcierte, zunehmende Ausbau erneuerbarer Energien, dass der Strom aus klassischen Kraftwerken zukünftig weniger gebraucht wird. So erfordert die Einspeisung volatiler Energiequellen Investoren, die für genau diese Lücken Kraftwerke bauen, die einerseits nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind, zur Systemstabilisierung andererseits aber dringend gebraucht

[448] Vgl. auch Nailis, D./Baumgart, B./Hinüber, G., Der Kapazitätsmarkt – Schlagwort oder Zukunftsprojekt?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(1/2), 2011, S. 44–47, .

[449] Vgl. auch Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 1*, 97 ff.

[450] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gesetzentwurf_ccs.pdf, verabschiedet vom Bundestag am 7. Juli 2011.

werden. Auch vor dem Hintergrund des Atomausstiegs ist insoweit eine Evaluierung der neuen Gesamt- und insbesondere der Kapazitätsmarktsituation vonnöten.

513. Kritisch sieht die Monopolkommission indes die Tatsache, dass ein Marktregulator über Menge und Qualität zukünftiger Kapazitäten im Strommarkt administrativ bestimmen soll. Eine zentrale Planung notwendiger Kapazität – zur Vermeidung von Fehlanreizen notwendigerweise weit im Voraus – erscheint aufgrund der Komplexität des Marktes schwierig. Hierfür benötigt ein Regulierer diverse Informationen, beispielsweise hinsichtlich der Nachfrageentwicklung, technischer Entwicklungen (Elektromobilität, Stromspeichertechnologien, Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien), Umwelt- und Klimaentwicklungen, Ressourcenverfügbarkeiten sowie politischer Rahmenbedingungen. Insoweit ist eine mögliche Verzerrung des Marktes zu befürchten.

514. Problematisch ist aus ökonomischer Sicht, dass das Gut „Versorgungssicherheit" Eigenschaften eines öffentlichen Gutes besitzt, sodass von dessen Nutzen kein Stromverbraucher ausgenommen werden kann. In der Folge bestehen individuell kaum Anreize, in dieses Gut zu investieren. Dieses Problem tritt abgeschwächt auch aufgrund eines zunehmend einheitlichen europäischen Energiebinnenmarktes auf, auf dem die Akteure europäischer Strommärkte zum Teil als „Freerider" von der Schaffung ausreichender Kapazitäten in Deutschland profitieren könnten. Ein Ausschluss von der Nutzung dieser geschaffenen Kapazitäten dürfte kaum realisierbar sein. Insoweit sollten hinsichtlich der Schaffung ausreichender Stromkapazitäten gemeinsame Überlegungen und Anstrengungen der betroffenen Akteure auf europäischer Ebene unternommen werden.

5.1.4 Wettbewerbseffekte der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

5.1.4.1 Politische Zielsetzungen

515. Zu den erneuerbaren Energien zählen Wasserkraft, Sonnenenergie (Solarthermie, Photovoltaik), Windenergie, Biomasse, Wellen- und Gezeitenenergie sowie die Geothermie. In Deutschland wurde die Förderung 1991 mit dem Stromeinspeisegesetz eingeführt und im Jahr 2000 mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ausgeweitet. Ziel dieses Gesetzes soll es sein, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern (§ 1 Absatz 1 EEG). Gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent ansteigen und sich danach kontinuierlich weiter erhöhen (§ 1 Absatz 2 EEG).

516. Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gilt ein Vorrang des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus ausgewählten erneuerbaren Energien und aus Grubengas an die Stromversorgungsnetze. Des Weiteren verpflichtet das Erneuerbare-Energien-Gesetz den Netzbetreiber zu einer vorrangigen Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms und abschließend zu einem bundesweiten Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms (§ 2 EEG) Dabei sind die Vergütungssätze degressiv ausgestaltet, variieren in Abhängigkeit der Erzeugungstechnologie und darüber hinaus auch aufgrund der Leistung der Anlage, des Standorts und des Inbetriebnahmezeitpunktes (§§ 20 und 23 ff. EEG). Die Vergütungen sind in der Regel jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen (§ 21 Absatz 2 Satz 1 EEG). Durch diese Anordnung über einen bestimmten Zeitraum und der Orientierung an den jeweiligen Erzeugungskosten soll zunächst ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen erreicht werden und gleichzeitig der Anreiz gesetzt werden, die Effizienz der Anlagen stetig zu steigern und hierdurch die Produktionskosten für die jeweilige Energieart zu senken. Ein Anspruch auf Vergütung besteht nur dann, wenn die Stromerzeugung vollständig auf dem Einsatz der gesetzlich genannten Energien beruht (§ 16 EEG).

517. Am 10. November 2010 hat die Europäische Kommission ihre energiepolitische Strategie für die Zeitspanne bis 2020 vorgestellt.[451] Die neue Energiestrategie beinhaltet fünf Schwerpunkte: (1) Steigerung der Energieeffizienz in Europa, (2) Schaffung eines europaweit integrierten Energiemarktes, (3) Stärkung der Verbraucherautonomie und Erreichung des höchsten Niveaus an Sicherheit und Gefahrenabwehr, (4) Ausbau der Führungsrolle Europas im Bereich der Energietechnologien und Innovation, (5) Stärkung der externen Dimension des EU-Energiemarktes. Die Europäische Kommission konstatiert, dass in den nächsten zehn Jahren Energieinvestitionen in einer Größenordnung von 1 Bill. Euro erforderlich seien, um einerseits die vorhandenen Ressourcen zu diversifizieren und bestehende Anlagen zu ersetzen und andererseits dem komplexen und sich verändernden Energiebedarf Rechnung zu tragen.

518. Drei Jahre zuvor, 2007, hatte der Europäische Rat ehrgeizige energie- und klimaschutzpolitische Ziele für 2020 verabschiedet: Senkung der Treibhausgasemissionen um 20 Prozent (unter gewissen Voraussetzungen sogar um 30 Prozent), Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien auf 20 Prozent und Verbesserung der Energieeffizienz um 20 Prozent. Überdies hat sich der Europäische Rat langfristig zur Dekarbonisierung verpflichtet; die Europäische Union und andere Industrieländer sollen bis 2050 ihre CO_2-Emissionen um 80 bis 95 Prozent reduzieren.

---

[451] Vgl. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Energie 2020, Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie, 10. November 2010, KOM(2010) 639 endg.

519. Die energie- und klimapolitischen Ziele der Europäischen Union sind in die Strategie „Europa 2020“[452], die vom Europäischen Rat im Juni 2010 verabschiedet wurde, und in deren Leitinitiative „Ressourcenschonendes Europa” aufgenommen worden. Nach Meinung der Europäischen Kommission ist es mit der aktuellen Strategie derzeit unwahrscheinlich, dass alle für 2020 gesetzten Ziele erreicht werden. Es sei notwendig, dass sich die Europäische Union dringend auf die Instrumente verständige, die die erforderliche Umstellung ermöglichen. Zwischen den wichtigen energiepolitischen Zielen und ihrer Verwirklichung klaffe eine große Lücke. So sei der Energiebinnenmarkt nach wie vor fragmentiert. Auch die Umsetzung von Binnenmarktrechtsvorschriften sei enttäuschend; mehr als 40 Vertragsverletzungsverfahren seien zum zweiten Energiebinnenmarktpaket anhängig.[453] Auch die bisher von den Mitgliedstaaten ergriffenen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz seien enttäuschend. Ferner würden nicht genügend Anstrengungen unternommen, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Abhängigkeit von Drittstaaten zu reduzieren.[454] Da über diesen Zeithorizont hinaus gedacht werden müsse, will die Europäische Kommission einen vollständigen Fahrplan mit Maßnahmen bis 2050 vorlegen, in dem die behandelten Maßnahmen in einen längerfristigen Rahmen gestellt und weitere ergänzende Maßnahmen in Betracht gezogen werden sollen.

520. Am 8. März 2011 hat die Europäische Kommission ein für die europäische Klima- und Energiepolitik zentrales Programm verabschiedet, den „Fahrplan für eine kohlenstoffarme Wirtschaft in 2050“. Mit dem Fahrplan hat sich die EU-Kommission zu einem Emissionsminderungsziel von 25 Prozent bekannt. In ihrem Klimaschutzfahrplan beschreibt die Kommission einen Pfad, mit die europäischen Klimaziele erreicht werden sollen. Danach sind Emissionsminderungen innerhalb der europäischen Grenzen von 25 Prozent bis 2020, 40 Prozent bis 2030 und 60 Prozent bis 2040 die ökonomisch effizienten Zwischenziele, um bis 2050 eine Emissionsminderung von mindestens 80 Prozent gegenüber 1990 zu realisieren.[455]

Aktuelle nationale Zielsetzungen

521. Auch das Energiekonzept der Bundesregierung[456] vom 28. September 2010 umfasst den Zeitraum bis 2050. Hierin hat die Bundesregierung Leitlinien für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung formuliert und den Weg und die Pläne für die nächsten 40 Jahre in das Zeitalter der erneuerbaren Energien dargelegt. Beim Energiemix der Zukunft sollen die erneuerbaren Energien den Hauptanteil übernehmen.

522. Bis 2020 soll gemäß der EEG-Novelle der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch sogar 35 Prozent betragen. Danach strebt die Bundesregierung folgende Entwicklung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch an: 50 Prozent bis 2030, 65 Prozent bis 2040, 80 Prozent bis 2050. Bis 2020 soll der Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 um 20 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent sinken. Das erfordert, so die Bundesregierung, pro Jahr eine Steigerung der Energieproduktivität um durchschnittlich 2,1 Prozent bezogen auf den Endenergieverbrauch. Es wird angestrebt, bis 2020 den Stromverbrauch gegenüber 2008 in einer Größenordnung von 10 Prozent und bis 2050 von 25 Prozent zu verringern. Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent und entsprechend der Zielformulierung der Industriestaaten bis 2050 um mindestens 80 Prozent – jeweils gegenüber 1990 – reduziert werden. Dies bedeutet folgenden Entwicklungspfad bei der Minderung der Treibhausgasemission bis 2050: minus 55 Prozent bis 2030, minus 70 Prozent bis 2040, minus 80 bis 95 Prozent bis 2050.

523. Um diese Ziele zu erreichen, formuliert die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept als besondere Herausforderungen den Ausbau der Windenergie (offshore und onshore), die nachhaltige Nutzung und Erzeugung von Bioenergie, die stärkere Nutzung der erneuerbaren Energien für die Erzeugung von Wärme und Kälte, die Sicherstellung eines kosteneffizienten Ausbaus erneuerbarer Energieträger, eine stärker bedarfsgerechte Erzeugung und Nutzung der erneuerbaren Energien, eine bessere Integration der erneuerbaren Energien in die Energieversorgung, den qualitativen und quantitativen Ausbau der Stromnetze, die Entwicklung und Förderung der Speichertechnologien sowie eine weitere Stärkung des europäischen Strommarktes.[457]

Kritische Würdigung

524. Die Monopolkommission äußert sich gegenüber den ambitionierten Zielen hinsichtlich einer energiepolitischen Wende verhalten positiv. So erscheint zunächst vernünftig, die künftige Energieversorgung auf Energieträger zu stützen, deren negative Externalitäten – man denke an die Explosion der Bohrinsel Deepwater Horizon im Golf von Mexiko oder die Reaktorkatastrophe von Fukushima – nach jetzigem Stand wesentlich geringer sind als die negativen externen Effekte fossiler und nuklearer Energieträger. So würde eine adäquate Einpreisung derartiger Risiken zwar zu einer risikoadäquaten Nutzung herkömmlicher Energieträger führen, ohne indes aufgrund des immer verbleibenden Restrisikos abschließend vor derartigen Gefahren zu schützen.

---

[452] Vgl. Mitteilung der Kommission, Europa 2020, Eine Strategie für intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum, 3. März 2010, KOM(2010) 2020 endg.

[453] Vgl. EU-Kommission, KOM(2010) 639 endg., S. 3.

[454] Vgl. ebenda, S. 4.

[455] Vgl. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO_2-armen Wirtschaft bis 2050, KOM(2011) 112 endg.. Vgl. EU-Kommission, Pressemitteilung vom 8. März 2011, Klimawandel: Kommission legt Fahrplan für die Schaffung eines wettbewerbsfähigen CO_2-armen Europa bis 2050 vor, IP/11/272.

[456] Vgl. BMWi/BMU, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010.

[457] Vgl. ebenda, S. 7 ff.

525. Zu kritisieren ist indes die konkrete Ausgestaltung dieser energiepolitischen Wende. So ist aus wettbewerblicher Sicht grundsätzlich bedenklich, dass ein Energiekonzept auf vierzig Jahre angelegt wird. Die Schwierigkeit der Planbarkeit derartig langfristiger Zeiträume zeigt bereits das dreimonatige Atom-Moratium der Bundesregierung aufgrund des atomaren Unfalls in Fukushima. Speziell die explizite Förderung bislang bekannter Erzeugungstechnologien, insbesondere von Windrädern und Solaranlagen auf Basis des Anfang der 1990er Jahre geschaffenen Erneuerbare-Energien-Gesetzes, bedingt, dass massiv derzeit bekannte Verfahren zur Emissionsvermeidung gefördert werden. Dies hat die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten kritisiert.[458] Denn das Erneuerbare-Energien-Gesetz fördert nicht per se eine umweltfreundliche Erzeugung, sondern konzentriert sich auf einen vergleichsweise engen Ausschnitt möglicher Verfahren zur Vermeidung von Emissionen. Selbst wenn die heute geförderten EEG-Technologien einmal langfristig marktfähig sein sollten, so ist damit noch nicht gesagt, dass sich nicht mit Technologien außerhalb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes womöglich kostengünstiger Emissionen einsparen ließen. Die Entwicklung solcher Technologien wird aber durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz mit zusätzlichen Opportunitätskosten belastet und im Grenzfall sogar verhindert. Insoweit werden auch nicht unbedingt Zukunftstechnologien gefördert, mit denen sich künftig bedeutende Märkte erschließen ließen. Denn dies hängt davon ab, ob effiziente Problemlösungen entwickelt werden. Die vielfältigen Informationen über alternative Technologien und ihre unterschiedlichen Vermeidungskosten liegen nur dezentral in der Gesellschaft vor, sodass ein geeignetes Klimaschutzsystem – ohne Anmaßung von Wissen über das Ergebnis – stets demjenigen mit den besten Informationen Anreize bieten sollte, Emissionen zu geringst möglichen Kosten zu vermeiden. Von der Idee her erfüllt der europäische Emissionshandel diese Forderung bereits vollständig.

526. Die finanzielle – und gleichzeitig mengenmäßig unbeschränkte – Förderung des Ausbaus heute bereits bekannter Stromerzeugungstechnologien führt dazu, dass beispielsweise ein massiver Ausbau der Stromerzeugungsanlagen auf Solarbasis in Deutschland zu beobachten ist. Obgleich Deutschland ein vergleichsweise sonnenarmes Land ist, besitzt es fast 50 Prozent der weltweit installierten Photovoltaik-Kapazität.[459] Auch findet die maximale Solarstromerzeugung im Sommer zur Mittagszeit statt, obwohl die höchste Nachfrage nach Strom in Deutschland in den frühen Abendstunden im Winter auftritt. So führen die hohen Photovoltaik-Kapazitäten nicht nur im Sommer zu massiven Mengen- und Preiswirkungen auf dem Strommarkt, sie leisten dazu auch beim Lastmaximum im Winter keinen Beitrag zur Leistungsabdeckung.[460] Überdies ist der technologische Stand bislang wenig ausgereift, während die Produktionskosten im Vergleich zu anderen alternativen Technologien sehr hoch ausfallen.[461]

527. Zu kritisieren ist indes eine solch ineffiziente Verwendung nur begrenzt vorhandener finanzieller Mittel und Ressourcen zulasten aller Stromverbraucher, welche an anderer Stelle wesentlich effizienter genutzt werden könnten. Es erscheint daher ökonomisch weitaus vorteilhafter, zunächst kostengünstigere Technologien mit höherem Wirkungsgrad zu erforschen und zu entwickeln, bevor, wie im Falle der Solartechnologie, eine ineffiziente, teure Technik in einem klimatisch ungeeigneten Umfeld unter Inkaufnahme von Subventionen in dreistelliger Milliardenhöhe[462] weiter verbreitet wird.

5.1.4.2 Europäischer Emissionshandel und negative externe Effekte der Stromerzeugung insgesamt

528. Zum 1. Januar 2005 hat die Europäische Union ein eigenes Emissionshandelssystem etabliert, das in mehrere Handelsperioden untergliedert wurde. Ziel eines Emissionshandels ist die Internalisierung und Reduktion negativer externer Effekte, in diesem Falle in Form von CO_2-Emissionen, indem diese mit einem Marktpreis versehen werden und in die Kostenkalkulation der Verursacher Eingang finden (Cap and Trade). Die erste Handelsperiode umfasste den Zeitraum von 2005 bis 2007 und diente als Pilotphase der Erprobung des neu eingeführten Systems. In dieser ersten Handelsperiode kam es zu einer deutlichen Überallokation in allen Bereichen, was sich auch in einem sehr niedrigen Preis äußerte. Überdies wurden die Zertifikate fast ausschließlich kostenlos zugeteilt. Alle Emissionsberechtigungen dieser Zeit wurden inzwischen gemäß den gesetzlichen Bestimmungen zum 30. April 2008 gelöscht.[463] Die jetzige zweite Handelsperiode ist identisch mit der Kyoto-Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012. In dieser zweiten Periode bekam die Industrie eine hohe Zuteilung, die Hauptlast trug die Energiewirtschaft, die zum Teil nur zu 50 Prozent mit Emissionsberechtigungen ausgestattet wurde. Die auf EU-Ebene geltende Obergrenze für den zweiten Handelszeitraum beträgt 2,08 Mrd. Zertifikate jährlich, nachdem die Zahl der für den zweiten Zeitraum zugeteilten Zertifikate um mehr als 10 Prozent verringert wurde.[464] Der Emissionshandel bezieht sich derzeit allein auf das Klimagas CO_2. Emissionshandelspflichtig sind Anlagen der Energieer-

---

[458] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 62 ff.

[459] Vgl. Eurobserver, 2010, S. 22, sowie Haucap, J., Energie 2020: Der Weg in die Energieplanwirtschaft, Zeitschrift für Wirtschaftspolitik 60(1), 2011, S. 74–85, S. 83.

[460] Vgl. Bode, S., Erneuerbare Energien im Strommarkt – heute und morgen, Wirtschaftsdienst 90(10), 2010 S. 643–647.

[461] Vgl. Frondel, M./Schmidt, C.M./Moore, N. aus dem, Eine unbequeme Wahrheit – Die frappierend hohen Kosten der Förderung von Solarstrom durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, RWI-Positionen 40, Essen 2010, S. 19 f.

[462] Vgl. ebenda.

[463] Vgl. zum Emissionshandel auch die Ausführungen von Ehrmann, M., Emissionshandel: Aktuelle rechtliche Probleme in der dritten Zuteilungsperiode, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(1/2), 2011, S. 116–120.

[464] Vgl. EU-Kommission, Pressemitteilung vom 26. Oktober 2007, Emissionshandel: Bewertung der nationalen Zuteilungspläne von Bulgarien und anschließende Festsetzung der auf EU-Ebene für 2008 bis 2012 geltenden Obergrenze auf 2,08 Mrd. Zertifikate, IP/07/1614.

zeugung und -umwandlung mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW sowie bestimmte Anlagen zur Herstellung und Verarbeitung von Glas, Kalk, Keramik, Metallen, Papier und Pappe, Zellstoff, Zement sowie Kokereien und Raffinerien. Entsprechend fallen in der gesamten Europäischen Union derzeit rund 11 400 Anlagen unter die Teilnahme am Emissionshandel, davon 1 665 aus Deutschland. Diese repräsentieren etwa 46 Prozent der gesamten CO_2-Emissionen in der Europäischen Union.[465] Gemäß der Richtlinie 2008/101/EG unterfallen ab dem 1. Januar 2012 alle Flüge innerhalb der Europäischen Union sowie von und nach Europa dem Emissionshandel.[466]

529. Ab 2013 startet eine dritte Handelsperiode mit einer achtjährigen Laufzeit bis 2020. In der dritten Zuteilungsperiode werden ab 2013 die Regeln für die Zuteilung von Emissionsberechtigungen deutlich verändert; die Zuteilung erfolgt dann auf Grundlage einheitlicher europäischer Regelungen. Bis dato hatte jeder Mitgliedstaat eine nationale Obergrenze an zulässigen Emissionen festgelegt; ab 2013 soll es nur noch eine einzige, EU-weit einheitliche Obergrenze geben, welche sich an dem von der Europäischen Union beschlossenen Ziel für Reduktionen bei Treibhausgasemissionen von 20 Prozent bis 2020 orientiert. Überdies soll nun auch eine europaweit einheitliche Allokationsmethode in Form einer Versteigerung von Emissionsrechten Anwendung finden; eine kostenfreie Zuteilung soll es nur noch in Ausnahmefällen geben. Bisher war CO_2 das einzige in den europäischen Emissionshandel einbezogene Treibhausgas, zukünftig werden auch Distickstoffoxid (N_2O) und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC) erfasst. Die Emissionen dieser Tätigkeiten und Gase werden zusätzlich bei der Berechnung des Caps für emissionshandelspflichtige Anlagen berücksichtigt.[467] Für die Stromproduktion wird es keine gratis zugeteilten Emissionsberechtigungen mehr geben, sodass diese – unabhängig davon, ob es sich um Bestands- oder Neuanlagen handelt – fortan im vollen Umfang ersteigert werden müssen. Die EU-Kommission hat die Obergrenze der CO_2-Zertifikate für die Handelsperiode ab 2013 auf 2,04 Mrd. t festgelegt. In dieser Zahl ist die Ausweitung des Emissionshandels auf verschiedene Industriezweige berücksichtigt, zum Beispiel auf die Chemie- und Aluminiumindustrie. Diese Menge wird jährlich linear um 1,74 Prozent vermindert. Von dem Grundprinzip der Versteigerung erfolgt zur Privilegierung einzelner Bereiche eine Ausnahme durch kostenfreie Zuteilung, insbesondere für die Industrie. Allerdings ist auch für die Industrie ein schrittweiser Übergang zu einer vollständigen Versteigerung im Jahre 2020 geplant.[468]

530. Der Emissionshandel ist für das Ziel der Internalisierung von CO_2 im Grundsatz ein ökologisch treffsicheres und ökonomisch effizientes Instrument. Durch die Fixierung der gesamten Emissionsmenge und der wirksamen Überwachung und Sanktionierung von nicht durch Berechtigungen gedeckten Emissionen wird sichergestellt, dass ein angestrebtes Emissionsziel auch eingehalten wird. Werden die Emissionsberechtigungen in einem funktionierenden Markt gehandelt, so lenkt der Marktpreis der Zertifikate das Verhalten der Anlagenbetreiber derart, dass diese überprüfen, ob ihre Aktivitäten auch unter Einrechnung der Kosten für die erzeugten negativen externen Effekte, d. h. der CO_2-Emissionen, rentabel sind oder nicht. In der Folge wandern die Zertifikate an jene Akteure, die den höchsten Wertbeitrag liefern und CO_2-Vermeidungsmaßnahmen werden dort durchgeführt, wo dies am günstigsten ist.

531. In der Praxis ist das Emissionshandelssystem in der ersten Handelsperiode ohne klimaschutzpolitisch nennenswerte Wirkung geblieben. In der Europäischen Union wurden von 2005 bis 2007 im Sektor Energiewirtschaft und Industrie die Emissionen kaum gemindert.[469] Dies ist das Resultat der Tatsache, dass die Mitgliedstaaten in der überwiegenden Mehrzahl das Budget des Handelsmarktes überausgestattet haben. Begründet wurde dies mit fehlenden Erfahrungen eines Emissionshandelssystems. Auch bedingt eine kostenlose Zuteilung, dass die Zertifikatskosten in die Strompreise eingerechnet werden und somit für die Emittenten Zusatzgewinne (windfall profits) erwirtschaftet werden – und das aufgrund der Überallokation ohne klimapolitisch positive Folgen.[470]

532. Die Monopolkommission bekräftigt ihre Haltung aus dem letzten Energiesondergutachten, wonach aus ordnungspolitischer Sicht das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vor dem Hintergrund des europäischen Zertifikatehandels redundant sind.[471] CO_2-Emissionen, die in Deutschland eingespart werden, werden anderweitig in der Europäischen Union verkauft, sodass insgesamt (europaweit bzw. global) keine Emissionen eingespart werden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

[465] Vgl. Häder, M., Klimaschutz in Deutschland – eine ökonomische Konsistenzanalyse der Rahmenbedingungen für den Strommarkt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 34(1), 2010, S. 11–19, 12; Lamprecht, F., Der Emissionshandel ab 2013, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60(8), 2010, S. 81.

[466] Vgl. Richtlinie 2008/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Einbeziehung des Luftverkehrs in das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft, ABl. EU Nr. L 8 vom 13. Januar 2009, S. 3. Vgl. auch Bartlik, M., Die Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-Emissionshandelssystem, Europarecht 46(2), 2011, S. 196–225.

[467] Vgl. auch Umweltbundesamt, Emissionshandel, 2011, http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=3155 [Abruf: 18. April 2011].

[468] Vgl. auch Energie Brief 33(21), 15. November 2010, S. 6.

[469] Vgl. EU-Kommission, Pressemitteilung vom 23. Mai 2008, EU-Emissionshandelssystem: die geprüften Emissionen der EU-EHS-Betriebe im Jahr 2007, IP/08/787; European Commission, Annex to the Impact Assessment, Document accompanying the Package of Implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020, Commission Staff Working Document, SEC(2008) 85, Vol. II, Brüssel, 27. Februar 2008.

[470] Vgl. auch Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, Erfahrungen nach dem ersten Jahr des europäischen Emissionshandels, 2006, http://www.bundestag.de/dokumente/analysen/2006/Erfahrungen_nach_dem_ersten_Jahr_des_europaeischen_Emissionshandels.pdf [Abruf: 18. April 2011].

[471] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 62–64.

sind insoweit strukturpolitische Instrumente, leisten aber derzeit keinen eigenständigen Beitrag zum Klimaschutz. Auch empirisch zeigt sich, dass sich der CO_2-Ausstoß auf europäischer Ebene kaum ändert, obwohl die Emissionen im deutschen Stromerzeugungssektor durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz um 11 Prozent reduziert werden. Der Grund ist, dass die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Technologien in Deutschland die Dringlichkeit der Emissionsreduktion in den übrigen EU-Ländern verringert, weil die EU-weit geltenden Preise für CO_2-Zertifikate gegenüber einer Situation ohne ein deutsches Erneuerbare-Energien-Gesetz um 15 Prozent niedriger ausfallen.[472]

533. Stattdessen werden hohe Kosten für die deutsche Volkswirtschaft verursacht, wodurch der Politik der Spielraum zur Erreichung weiterer Klimaziele genommen wird. Des Weiteren fördern das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz nicht per se eine umweltfreundliche Stromerzeugung, sondern konzentrieren sich auf ausgesuchte, bereits bekannte Verfahren zur Vermeidung von CO_2. Hierdurch werden aufgrund des Prinzips der „Anmaßung von Wissen" Möglichkeiten heute noch unentdeckter Problemlösungen systematisch unterschätzt; ihre Entdeckung ließe sich durch Grundlagenforschung beschleunigen. Ein geeignetes Klimaschutzsystem sollte Anreize liefern, Emissionen zu geringstmöglichen Kosten zu vermeiden. Der europäische Emissionshandel erfüllt diese Idee vollauf. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz erschweren die Förderung alternativer, günstigerer Zukunftstechnologien indes dadurch, dass sie nur auf bereits bekannte Verfahren zur Vermeidung von CO_2-Emissionen abstellen. Die Monopolkommission spricht sich dafür aus, erneuerbare Energien möglichst mit marktlichen, wettbewerbsneutralen Mechanismen zu fördern – wie eben mit der Vergabe handelbarer CO_2-Zertifikate und der Förderung der Grundlagenforschung im Bereich erneuerbarer Energien, sofern die Förderung erneuerbarer Energien politisch gewünscht ist.

534. Als Argument für das Erneuerbare-Energien-Gesetz wird mitunter der Aspekt der Investitionsanreize für risikoaverse Unternehmer angeführt, d. h. ein stark risikoaverser Unternehmer wird nur dann in regenerative Energietechnologien investieren, wenn eine in der Zukunft gesicherte Abnahme des regenerativ erzeugten Stroms zu einem gesetzlich festgelegten Preis pro Kilowattstunde garantiert wird.

535. Zugunsten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird des Weiteren argumentiert, dass bei diesem Instrument der Fokus nicht allein auf der CO_2-Vermeidung liege – wenngleich dies bislang mit dem Ziel der Verlangsamung des Klimawandels als Hauptgrund galt.[473] Die Diskussion hinsichtlich der adäquaten Einpreisung negativer Externalitäten reduzierte sich insoweit in der Vergangenheit beinahe einhellig auf den Aspekt der CO_2-Vermeidung. Jedoch erscheinen erneuerbare Energien hinsichtlich der negativen Externalitäten den bisherigen konventionellen Energieträgern grundsätzlich überlegen zu sein. Dies werde aktuell mit Blick auf die Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima deutlich. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz führe nun mittels fixer Einspeisevergütungen zu einer zügigen Ausbreitung im Markt.

536. Beide Argumente können widerlegt werden. Der erstgenannte Aspekt der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz ausgelösten Innovationsanreize ist nicht überzeugend, da die subventionierte massive Einführung heute bekannter Technologien zur Erzeugung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien in den Markt als ineffizient zu bezeichnen ist. Dieses Problem trifft insoweit grundsätzlich auf eine gestaltende sektorale Strukturpolitik zu, da hierbei immer die Gefahr besteht, dass eine rigide technologische Determinierung zu einer Fehlspezialisierung großer Teile der Volkswirtschaft führt.[474] Ungewollte Entwicklungen aufgrund von Preisregulierungen müssen dann wieder mittels Mengenregulierungen ausgeglichen werden, sodass Interventionsspiralen entstehen. Grundsätzlich werden durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz knappe Ressourcen einer fraglichen Verwendung zugeführt und können an anderer Stelle nicht mehr zur Verfügung stehen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz setzt Anreize, Technologien zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energien auf Basis ihrer finanziellen Förderung und in Teilen unabhängig von klimatisch und nachfragebedingten Erwägungen einzusetzen. Dies bewirkt eine Diskrepanz zwischen den Kosten und der installierten Leistung einerseits und dem tatsächlichen Beitrag zur Stromerzeugung andererseits. Zudem kann es auch nicht Aufgabe des Staates sein, unternehmerische Risiken zu verhindern.

537. Hinsichtlich des zweiten genannten Arguments – dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz nicht allein wie das Emissionshandelssystem auf die Vermeidung von CO_2 abstellt – führt die Monopolkommission an, dass das Hauptproblem vielmehr darin liegt, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Energieträger verzerrt wird. So sind in den aktuellen Strompreisen die negativen Externalitäten nicht oder nicht adäquat eingepreist. Zu solchen negativen Externalitäten zählen Schäden an Menschen, Umwelt und Klima. Der Emissionshandel ist zwar ein Instrument zur Bepreisung des negativen externen Effekts aus der Emission von CO_2; viele andere negative Externalitäten (z. B. Folgeschäden eines atomaren Kraftwerksunfalls, Landschaftszerstörungen bei dem Abbau fossiler oder nuklearer Energieträger) finden indes keine Berücksichtigung in den Strommarktpreisen. Gleichwohl erzeugen auch erneuerbare Energien negative Externalitäten. Man denke beispielsweise an Offshore-Windparks, bei deren Bau bzw. späterem Betrieb Meerestiere, Meeresumwelt und Vögel zu Schaden kommen, oder an Maismonokulturen für die Verwendung für Biogas, wofür Wiesen- und

[472] Vgl. Traber,T./Kemfert, C., Impacts of the German Support for Renewable Energy on Electricity Prices, Emissions, and Firms, The Energy Journal 30(3), 2009, S. 155–178, 169.

[473] Vgl. z. B. Bhattacharyy, S.C. (ed.), Energy Economics, Concepts, Issues, Markets and Governance, Heidelberg/New York 2011, S. 257.

[474] Zur Strukturpolitik vgl. auch Nienhaus, V., Strukturpolitik, in: Apolte, T. u. a., Vahlens Kompendium der Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik , Bd. 2, 9. Aufl., München 2007, S. 513–555.

Moorflächen zwecks Maisbewirtschaftung umgewandelt werden. Ebenfalls als problematisch gelten cadmiumhaltige Solarzellen, toxische Schwermetalle, die später in großen Mengen entsorgt werden müssen. Überdies bewirken Subventionen (z. B. Steinkohlesubventionen[475] oder Kostenaufwendungen aufgrund sehr hoher Sicherheitsanforderungen, die sich mit dem Betrieb von Atomkraftwerken zur Stromerzeugung zwangsläufig verbinden) eine Verzerrung der Wettbewerbsfähigkeit der Energieträger. So hat in der Bundesrepublik Deutschland der Gesetzgeber 1976 dem Bund die Verantwortung zur Einrichtung von Anlagen zur Endlagerung radioaktiver Abfälle auferlegt (§ 9a Absatz 3 AtG). Zwar sind gemäß Verursacherprinzip die Erzeuger bzw. Ablieferer radioaktiver Abfälle gesetzlich verpflichtet, die gegenwärtigen und zukünftigen Kosten für die Endlagerung (Errichtungs- und Betriebskosten) einschließlich der Kosten der späteren Stilllegung zu tragen (§§ 21a, 21b AtG in Verbindung mit der Endlagervorausleistungsverordnung (EndlagerVlV)[476]). Nicht berücksichtigt sind dabei indes die sowohl vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie als auch vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit finanzierten Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Bereich der Endlagerung. So fördert das Bundeswirtschaftsministerium jährlich Vorhaben für ca. 9 Mio. Euro; die jährlichen Ausgaben des Bundesumweltministeriums in diesem Bereich betrugen in den Jahren 2003 bis 2008 durchschnittlich 3 Mio. Euro.[477] Auch ist die Deckung durch eine Haftpflichtversicherung gemäß § 13 Absatz 3 Satz 2 1. Halbsatz AtG im Rahmen einer Höchstgrenze von 2,5 Mrd. Euro zu regeln – wenngleich die Schäden im Falle eines atomaren Unfalls ungleich größer sind. Insoweit können derartige Kosten über Steuermittel externalisiert werden, wodurch die Marktpreise für Atomstrom in nicht adäquater Weise dessen Kosten – insbesondere mit Blick auf die Kosten hoher Sicherheitsanforderungen atomar erzeugten Stroms – widerspiegeln. Die Monopolkommission fordert daher die Bundesregierung auf, als Ergänzung zum Instrument des Emissionshandels einer Verzerrung des Wettbewerbs der verschiedenen Energieträger im Rahmen des Möglichen entgegenzuwirken.

5.1.4.3 Merit-Order-Effekt

538. Mit dem zunehmenden Angebot erneuerbarer Energien und deren kurzfristigen Grenzkosten von null (vor allem bei Windkraft und Photovoltaik) müsste sich die Merit Order gemäß der Logik dieses Modells dergestalt ändern, dass die Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten (in der Regel Gas und Steinkohle) zu Spitzenlastzeiten auf eine immer geringere Nachfrage treffen. Vor allem in Nachfragespitzen um die Mittagszeit deckt die Photovoltaik in wachsenden Umfang diesen Markt ab (Ende 2010 rund 17 GW installierte Leistung). Hinzu kommt zu allen Tageszeiten das fluktuierende Stromangebot Windkraft (28 GW installierte Leistung). Im Mittel sinkt dadurch der durchschnittliche Stromgroßhandelspreis; man nennt diesen preisdämpfenden Einfluss der erneuerbaren Energien nach der Merit-Order-Systematik „Merit-Order-Effekt“.[478] Nach Berechnungen des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung für das Jahr 2006 hat der Merit-Order-Effekt zu Kosteneinsparungen von 4,98 Mrd. Euro geführt.[479] Diese preisdämpfende Wirkung, so die Annahme, wird sich sogar aufgrund der zunehmenden Einspeisemenge erneuerbarer Energien zukünftig weiter verstärken.

539. Die Monopolkommission weist darauf hin, dass eine isolierte Betrachtung dieses Effekts keine Rückschlüsse auf die tatsächliche Entwicklung der Strompreise erlaubt. So stehen dem Merit-Order-Effekt derzeit Kosten unter anderem für die EEG-Umlage, erhöhte Regelenergiekosten und Kosten des für die Integration der erneuerbaren Energien notwendigen Netzausbaus gegenüber, welche die Endverbraucher in der Summe tragen müssen.

540. Frondel u. a. bezweifeln den strompreissenkenden Effekt überdies aus dem Grund, dass Stromversorger den durch den Merit-Order-Effekt entstandenen Kostenvorteil nicht unbedingt an die Endkunden weitergeben. Dies resultiere aus der geringen Wettbewerbsintensität und der geringen Nachfrageelastizität der Verbraucher. Solange dies so sei, dürfe mit keiner nennenswerten Weitergabe des Kostenvorteils gerechnet werden.[480]

541. Des Weiteren handelt es sich nach Auffassung der Monopolkommission hinsichtlich des Merit-Order-Effekts ceteris paribus lediglich um Preiseffekte der kurzen Frist, denn langfristig wird sich aus Plausibilitätsgründen die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks anpassen und es wird sich eine neue Merit Order einstellen. Das Merit-Order-Modell der Preisbildung geht indes von einem gegebenen Kraftwerkspark aus und ist demgemäß

---

[475] Die Zuschüsse für den Absatz deutscher Steinkohle zur Verstromung und an die Stahlindustrie sowie zum Ausgleich von Belastungen infolge von Kapazitätsanpassungen belaufen sich gemäß Haushaltsplan 2011 in den Jahren 2010 und 2011 auf jeweils 1,351 bzw. 1,350 Mrd. Euro und gelten damit als die größte Finanzhilfe des Bundes. Vgl. Bundeshaushaltsplan für das Haushaltsjahr 2011, Bundestagsdrucksache 17/2500, Übersichten – Teil X: 20 größte Finanzhilfen des Bundes, S. 109.

[476] Verordnung über Vorausleistungen für die Einrichtung von Anlagen des Bundes zur Sicherstellung und zur Endlagerung radioaktiver Abfälle vom 28. April 1982, BGBl. I S. 562; zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 6. Juli 2004, BGBl. I S. 1476.

[477] Vgl. BMU, Verantwortlichkeiten für Endlagereinrichtung und -betrieb sowie Finanzierungsregelungen, Juli 2011, http://www.bmu.de/atomenergie_ver_und_entsorgung/endlagerung_/allgemeines/doc/2738.php [Abruf: 6. April 2011].

[478] Vgl. hierzu Breitschopf u. a., Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, März 2010, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/endbericht_ausbau_ee_2009.pdf; BMU, Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 20 EEG, 7. November 2007, S. 42.

[479] Vgl. Sensfuss, F./Ragwitz, M., Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006 –, Gutachten des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Karlsruhe, 18. Juni 2007, S. 10.

[480] Vgl. Frondel, M./Schmidt, C.M./Moore, N. aus dem, a. a. O., S. 13.

nicht in der Lage, die längerfristigen Auswirkungen unterschiedlicher Rahmenbedingungen auf den Strompreis und den Kraftwerkspark abzubilden.[481] Für die lange Frist muss bedacht werden, dass durch die vermehrte EEG-Einspeisung in Schwachlastzeiten die Auslastung der Grundlastkraftwerke sinkt und gleichzeitig (z. B. in saisonal wind- und sonnenschwächeren Perioden) immer mehr flexible Reservekapazitäten benötigt werden. Hierfür scheinen primär Erdgas- und gegebenenfalls Steinkohlekraftwerke geeignet, die statt bisher übliche 6 000 bis 7 000 Vollbenutzungsstunden signifikant geringere Volllaststunden erzielen werden. Der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken aufgrund der kurzen An- und Abfahrtszeiten könnte bewirken, dass nahezu immer ein teures Spitzenlastkraftwerk am Ende der Merit Order preisbestimmend sein wird.

542. Es muss Berücksichtigung finden, dass die Einspeisung volatiler Energiequellen Investoren erfordert, die für die Einspeiselücken erneuerbarer Energiequellen konventionelle Kraftwerke bauen, die einerseits nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind, zur Systemstabilisierung andererseits aber dringend gebraucht werden.[482] Auch dieses Argument bedingt, dass eine mittel- bis langfristige Modifizierung der Merit Order erfolgen dürfte: Denn da sich die Einspeisung erneuerbarer Energien künftig noch deutlich verstärken wird und somit immer mehr Reservekapazitäten für die Abdeckung von wind- und sonnenschwachen Zeiten benötigt werden, führt eine Preisfindung über die Grenzkosten zu vergleichsweise geringeren Großhandelspreisen, als sie für einen wirtschaftlichen Betrieb von neuen Steinkohle- oder Gaskraftwerken erforderlich sind.[483]

5.1.5 Modell der Marktprämie zur schrittweisen Marktintegration der Förderung erneuerbarer Energien

543. Das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz tritt größtenteils am 1. Januar 2012 in Kraft.[484] Gemäß § 33g Absatz 1 Satz 1 EEG 2012 soll eine optionale Marktprämie für die Stromdirektvermarktung[485] aus EEG-Anlagen eingeführt werden, d. h. EEG-Anlagenbetreiber vermarkten ihren Strom selbst – und nicht über die Übertragungsnetzbetreiber – und können für direkt vermarkteten Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas von dem Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen. Das Marktprämienmodell wurde vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung entwickelt.[486] Zentrales Element ist die Kopplung der Vergütung an die anlagenspezifische EEG-Vergütung und an die allgemeine Entwicklung des Marktpreises. Durch die Kopplung an den Monatsmittelwert des Marktpreises (Phelix Base) werden die Risiken der generellen Marktpreisentwicklung eliminiert. Ziel der Marktprämie soll eine bessere Marktintegration sein, d. h. EEG-Anlagenbetreiber sollen einen Anreiz erhalten, ihre Anlagen marktorientiert zu betreiben. Bislang erreicht das Preissignal des Strommarktes, das für die betriebswirtschaftliche Einsatzsteuerung eines Kraftwerks maßgeblich sein sollte, nicht die EEG-Anlagen, die nach fixer Einspeisevergütung bezahlt werden. Die Stromproduktion findet hier unabhängig von der aktuellen Nachfragesituation am Strommarkt statt.

544. EEG-Anlagenbetreiber können nur zum ersten Kalendertag eines Monats zwischen der Vergütung nach § 16 EEG und Direktvermarktungsformen wechseln (§ 33d EEG 2012). Im neuen Marktprämienmodell erhält der EEG-Anlagenbetreiber im Wesentlichen zwei Erlöskomponenten: den Verkaufserlös aus der individuellen Stromvermarktung sowie eine Prämie,[487] die Anreiz sein soll, vom Festpreisvergütungsmodell in das Marktprämienmodell zu wechseln, da bislang über das Jahr gesehen die Marktwerte des EEG-Stroms über alle Anlagenklassen noch unterhalb des Fördersatzes der EEG-Förderung liegen.[488] Diese Prämie unterteilt sich noch einmal in eine gleitende Prämie (Benchmark für Markterlöse), eine Profilservicekomponente sowie eine Prämie für die Handelsanbindung. Das Marktprämienmodell soll für die Anbieter den Anreiz erhöhen, mit Ausblick auf einen zusätzlichen Gewinn nur bei großem Bedarf und hohem Börsenpreis (also z. B. zu Spitzenlastzeiten) die selbst erzeugte Energie abzugeben und beispielsweise bis dahin zu speichern.

545. Dabei soll die gleitende Prämie die Differenz zwischen der EEG-Vergütung und dem Verkaufserlös ausgleichen, um den Betreiber im Marktprämienmodell nicht schlechter zu stellen als bei der garantierten EEG-Vergütung. Dazu wird die gleitende Prämie an die Höhe der EEG-Vergütung und einen Marktpreisindikator gekoppelt.

---

[481] Vgl. auch Weber, C./Woll, O, Merit-Order-Effekte von Erneuerbaren Energien – Zu schön um wahr zu sein?, Universität Duisburg-Essen, EWL Working Paper Nr. 01/07, 6. September 2007, S. 5; Wissen, R./Nicolosi, M., Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58(1/2), 2008, S. 110–115.

[482] Vgl. zu dieser Problematik Abschnitt 5.1.3.

[483] So auch Wenzel, B./Nitsch, J., Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Dezember 2010, S. 34, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien_ee_bf.pdf [Abruf: 11. April 2011].

[484] Artikel 13 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1634.

[485] Die EEG-Strommengen, die nicht im Marktprämienmodell vermarktet werden und weiterhin in Gänze per Einspeisevergütung gefördert werden, werden weiterhin von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet. Im Falle einer Direktvermarktung außerhalb des Marktprämienmodells wird der Strom ebenfalls von den Anlagenbetreibern selbst verkauft.

[486] Vgl. hierzu in kürzerer Fassung Sensfuss, F./Ragwitz, M., Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2009, S. 6 ff., http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-971356.pdf [Abruf: 25. Juni 2011]; Sensfuss, F./Ragwitz, M., Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Februar 2011; R2B Energy Consulting GmbH/Consentec GmbH, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Köln/Aachen, 23. Juni 2010.

[487] Die Prämie ist nicht fix, sondern gleitend, d. h. sie wird an einen Marktpreisindikator gekoppelt, um eine Über- oder Unterförderung zu vermeiden.

[488] Vgl. Sensfuss, F./Ragwitz, M., Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung , a. a. O., S. 6.

Die gleitende Prämie ergibt sich aus der Differenz von EEG-Vergütung und Marktpreisindikator. Dieser Indikator bestimmt sich durch den tatsächlichen Monatsmittelwert der stündlichen Strompreise an der EEX (Phelix-Base) unter Berücksichtigung eines technologiespezifischen Profil- bzw. Wertigkeitsfaktors. Dieser Wertigkeitsfaktor bildet die verschiedenen Einspeisestrukturen von Wind-, Photovoltaik- und Biomasse-Strom und die daraus resultierenden unterschiedlichen Verkaufserlöse auf dem Strommarkt ab. Je nachdem, ob die EEG-Anlage eher zu Hochpreiszeiten oder zu Niedrigpreiszeiten einspeist, ist auch der Marktwert des Stroms unterschiedlich. So liegt z. B. der Verkaufswert von Photovoltaik-Strom aufgrund der tendenziellen Einspeisung zu Hochpreiszeiten höher als derjenige von volatiler Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen. Der Wertigkeitsfaktor ist insoweit ein Korrekturfaktor für die Wertigkeit des EEG-Stroms und soll eine Ungleichbehandlung bestimmter Technologien verhindern. Er wirkt wie ein Benchmark. Erreicht der Vermarktende des EEG-Stroms mit seinen Markterlösen mindestens den Wert des mit dem Wertigkeitsfaktor gewichteten Marktpreisindikators, entstehen Einnahmen oberhalb des EEG-Vergütungssatzes. Die Ermittlung des Marktpreises erfolgt bei der gleitenden Prämie ex post, um das Risiko eines schwankenden Marktpreisniveaus für die Anlagenbetreiber zu eliminieren.

546. Da der Betreiber bei Nutzung des Marktprämienmodells seinen Strom selbst vermarkten muss, ist er auch für den Ausgleich von Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlich realisierter Einspeisung verantwortlich. Für diese zusätzlich anfallenden Kosten wird dem Betreiber eine Vergütung in Form einer Profilservicekomponente gewährt. So wird für Windenergie eine vergleichsweise hohe Profilservicekomponente gewährt, da hierfür hohe Unsicherheiten in Bezug auf die Kosten der Fahrplanerfüllung bzw. der Beschaffung von Ausgleichsenergie unterstellt werden.

547. Die Kosten der eigenständigen Vermarktung des erzeugten Stroms werden dem Betreiber zudem in Gestalt einer Prämie für die Handelsanbindung erstattet. Hierin enthalten sind Kosten für den Marktzugang, Transaktionskosten, Personalkosten für eine Handelsabteilung, Kosten für Technik und Büros und die Kosten der Einbindung der EEG-Anlagen in das IT-System.

548. Die Profilservicekomponente und die Prämie für die Handelsanbindung werden unter dem Begriff Managementprämie zusammengefasst. Diese Managementprämie wird als fixe Prämie in Cent pro Kilowattstunde bezahlt und variiert je nach Energieträger. Sie sinkt jährlich bis zum Jahr 2015 und bleibt ab 2015 unverändert bei 0,225 ct/kWh für Strom aus Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse und Geothermie und bei 0,7 ct/kWh bei Sonnen- und Windenergie.[489] Die nachfolgende Abbildung 5.1 verdeutlicht noch einmal die Zusammensetzung der Marktprämie.

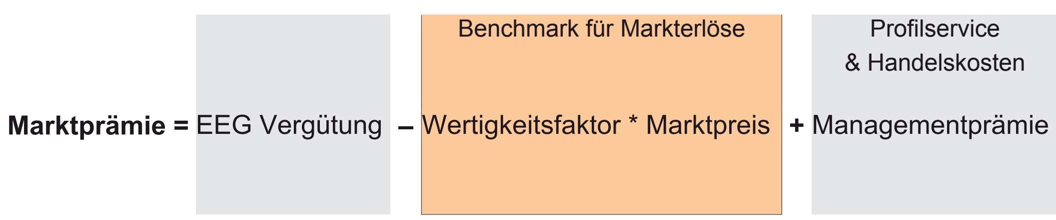
549. Die Monopolkommission bewertet den Schritt zur Heranführung der EEG-Stromerzeuger an den Markt zwecks Eigenvermarktung ihres Stroms grundsätzlich positiv. EEG-Anlagenbetreiber können im Marktprämienmodell Mehrerlöse erwirtschaften, sofern die Verkaufserlöse hoch und die eigenen Managementkosten möglichst niedrig sind. Mithilfe einer Marktprämie können für Erzeuger Anreize gesetzt werden, den Strom dann zu verkaufen, wenn die Großhandelspreise hoch sind, also z. B. in Spitzenlastzeiten. Inwieweit das Marktprämienmodell von den Erzeugern tatsächlich angenommen wird, ist abhängig von den Preis- und Vergütungsentwicklungen in der Zukunft. So wären hohe Großhandelspreise und vergleichsweise geringe Einspeisevergütungen geeignet, den Anreiz zur Inanspruchnahme der optionalen Marktprämie zu begünstigen.

550. Zum jetzigen Zeitpunkt bewertet die Monopolkommission die Auswirkungen auf das Einspeisemanagement erneuerbarer Energien sowie den Anreiz für einen Bau von Energiespeichern mithilfe einer optionalen Marktprämie als gering. Die Grundsystematik der bevorzugten Einspeisung von EEG-Strom zu fixen Preisen wird beibehalten; das Marktprämienmodell ist lediglich optional und versucht Probleme, die aus Einspeisevorrang und festgelegten Vergütungssätzen für erneuerbare Energien resultieren, zu mindern. Eingriffe wie die optionale Marktprämie führen indes zwangsläufig dazu, dass das EEG-System – aufgrund dessen grundsätzlicher

[489] So erhalten Stromerzeuger aus Wasserkraft 0,1 ct/kWh im Jahr 2012, Stromerzeuger aus Onshore-Windkraft ct/kWh im Jahr 2012 und aus Offshore-Windkraft 1 ct/kWh im Jahr 2013. Für Strom aus solarer Strahlungsenergie erhält der Anlagenbetreiber im Jahr 2012 1,2 ct/kWh. Vgl. Anlage 4 EEG 2012 „Berechnung der Marktprämie“.

Abbildung 5.1

Formel für die Marktprämie



Quelle: Sensfuss, F./Ragwitz, M., Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Februar 2011, S. 13

Marktferne – zwangsläufig immer komplexer wird.[490] Überdies sind Mitnahmeeffekte bei den Unternehmen zu befürchten, die auch ohne Marktprämienmodell ihren Strom direkt vermarkten würden.

551. Insbesondere bei kleineren Erzeugungsanlagen (Photovoltaik-Anlagen unter 1 MW, kleinere Onshore-Windanlagen) ist eine Lenkungswirkung in Richtung einer kurzfristig flexiblen Produktion nicht zu erwarten. Insbesondere für kleinere, volatile Stromerzeuger lohnt es sich aufgrund unverhältnismäßig hoher Transaktionskosten nicht, ihren Strom an der Börse zu vermarkten und von der festen Einspeisevergütung abzurücken. Kleinere Erzeugeranlagen können indes dann von dem Marktprämienmodell profitieren, wenn sie ihre Aktivitäten zukünftig in Form von Vermarktungsgemeinschaften bündeln. Bei größeren Erzeugern erscheint wahrscheinlich, dass Investitionen in Speichertechnologien getätigt werden und dass größere Strommengen über die Börse gehandelt werden, wenn der Großhandelspreis die Einspeisevergütung übersteigt.

552. Dass EEG-Anlagenbetreiber in Hochpreiszeiten auf dem Großhandelsmarkt ihren Strom eigenständig vermarkten und ihn bedarfsgerecht einspeisen, ist ökonomisch lediglich für die EEG-Anlagen sinnvoll, die relativ hohe variable Kosten und/oder eine direkte Speichermöglichkeit haben. Hierzu zählen Bioenergie-, Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen sowie Laufwasserkraftwerke mit der Möglichkeit des Schwellbetriebs[491]. Diese Flexibilität besitzen derzeit indes nicht alle EEG-Anlagen. So speisen Windenergie-, Photovoltaik- und Wasserkraftanlagen ohne Schwellbetrieb dargebotsabhängig in das Verbundnetz ein. Eine Drosselung der Einspeiseleistung ist – sofern man von negativen Börsenpreisen absieht – nicht sinnvoll, da so kostengünstige Energie verloren geht. Insoweit speisen EEG-Anlagenbetreiber mit niedrigen variablen Kosten und nicht vorhandener Stromspeichermöglichkeit den Strom immer in das Stromnetz ein, sofern die Stromproduktion beispielsweise aufgrund meteorologischer Gegebenheiten überhaupt möglich ist. Dieselbe Argumentation gilt aufgrund ihrer sehr geringen variablen Kosten auch für die Geothermie.

553. Grundsätzlich sollte aus Sicht der Monopolkommission mittel- bis langfristig anstelle des EEG-Fördersystems eine marktnähere Lösung angestrebt werden. Die Monopolkommission schlägt daher einen grundsätzlichen Systemwechsel vor, um zumindest innerhalb der erneuerbaren Energien wettbewerbliche Strukturen zu implementieren. Konkret spricht sie sich für ein Quotensystem für erneuerbare Energien aus. In dessen Rahmen ließe sich festlegen, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt eine bestimmte Menge an erneuerbaren Energien (z. B. 35 Prozent) im Portfolio eines jeden Stromverkäufers integriert sein muss. Auf diese Weise wird die Möglichkeit eröffnet, erneuerbare Energien in den Markt zu integrieren; es könnten sich für die Menge erneuerbarer Energien Marktpreise bilden und Innovationen angereizt werden. Preissenkungen auf dem Großhandelsmarkt können mit diesem System direkt an die Verbraucher weitergegeben werden, da nun die EEG-Umlage wegfällt. Dabei schlägt die Monopolkommission vor, dass nur die neugebauten Anlagen zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien diesem Quotensystem unterfallen sollen; alle Altanlagen genießen Bestandsschutz und unterfallen weiterhin den bisherigen Vergütungs- und Abnahmeregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

554. Zwecks marktnäherer Förderung der Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien ist alternativ auch die Einführung von Kapazitätsmärkten[492] für erneuerbare Energien möglich. Diese bieten die Möglichkeit – ohne Umweg über den Strompreis – die Bereitstellung von erneuerbaren Energien durch verschiedene Maßnahmen zu fördern. Dadurch wird eine gezieltere Steuerung von Kapazitätsentscheidungen möglich. Beeinflussungen des Strompreises können somit entfallen. Dadurch hätten die Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien auf der Endstufe einen Anreiz, die Flexibilitätspotenziale (Auslegung) und marktgerechte Nutzung bei Neuanlagen zu realisieren – wie die Anbieter von Strom aus konventionellen Anlagen. Alternativ zu Kapazitätsmärkten könnte der Staat Kapazitätszahlungen – eventuell nach Ausschreibungen – für den Aufbau von Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien leisten und dabei nach verschiedenen Kriterien (z. B. hinsichtlich der Kraftwerksstandorte) differenzieren. Dadurch würde ebenfalls die Notwendigkeit der direkten Manipulation des Strompreises wegfallen und die richtigen Anreize auf der Endstufe wären gegeben.

5.2 Gasspezifische Themenfelder

5.2.1 Die jüngere Entwicklung der Gasgroßhandelsmärkte

5.2.1.1 Steigende Liquidität

555. Liquide Großhandelsmärkte für Erdgas sind eine notwendige Bedingung wettbewerblicher Erdgasmärkte. Eine hohe Liquidität stellt für neue Lieferanten eine erhebliche Erleichterung dar. Die kurzfristige Ausweitung des Vertriebs oder der Markteintritt neuer Anbieter ist vor allem dann möglich, wenn auch kurzfristig flexible Gaskapazitäten an den Spotmärkten zu erwerben sind. Liquide Erdgasmärkte sind deshalb nach Auffassung der Monopolkommission eine wichtige Voraussetzung für die Entwicklung eines aktiven und unbeschränkten Wettbewerbsgeschehens. Die insbesondere auf der Netzebene getroffenen Maßnahmen – vor allem die Reduktion der Erdgasmarktgebiete – haben daher eine steigende Liquidität auf den deutschen Erdgasmärkten erwarten lassen. Eine erhebliche Steigerung des Handelsvolumens auf den wichtigen Day-ahead-Spotmärkten zeigt sich deshalb auch in den größten deutschen Marktgebieten, NCG und Gaspool.

---

[490] So ist beispielsweise auch die Geschichte der europäischen Agrarpolitik gekennzeichnet von Preis- und Abnahmegarantien, welche im Ergebnis zu massiven Überproduktions- und Haushaltskrisen geführt haben. Vgl. Nienhaus, V., Europäische Integration, in: Apolte, T. u. a., Vahlens Kompendium der Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik, a. a. O., S. 615–701, hier: S. 637–643 (Abschnitt 2.2.2.).

[491] Diese Laufwasserkraftwerke weisen eine Speichervorrichtung für das Wasser im Staubereich auf.

[492] Vgl. hierzu auch Abschnitt 5.1.3.

556. Der Handel mit Erdgas innerhalb der deutschen Marktgebiete erfolgt an deren virtuellen Handelspunkten. Der Markteintritt eines Lieferanten innerhalb eines Marktgebietes unterliegt hinsichtlich der verfügbaren Netzkapazität keinen praktisch relevanten Beschränkungen und ist allein von der Verfügbarkeit von Gas am Handelspunkt abhängig. Handelsgeschäfte mit Gas werden einerseits transparent an Gasbörsen, in Deutschland an der EEX in Leipzig oder durch außerbörsliche OTC-Kontrakte abgewickelt. Der OTC-Handel ist im Gasbereich weiterhin von überragender Bedeutung. An der deutschen Energiebörse EEX wurde erstmals im Juli 2007 der Handel mit H-Gas aus den damaligen Marktgebieten BEB und E.ON Gastransport möglich. Aus beiden Marktgebieten sind durch Zusammenlegungen und Eigentumsübertragungen die heutigen (größeren) Marktgebiete von NCG und Gaspool hervorgegangen, die ihre Liquidität in den vergangenen Jahren deutlich steigern konnten. Der Spothandel ist sowohl für den gleichen Tag (intraday), den nächsten (day-ahead) und den übernächsten Taq (next-but-one) möglich. Zudem bietet die EEX auch einen Terminmarkt für den Handel mit Derivaten. Die absolute Entwicklung des börslichen Handelsvolumens für die virtuellen Handelspunkte von NCG und Gaspool zeigt eine erfreuliche Entwicklung (vgl. Abbildung 5.2). Über die jüngste Entwicklung des Handelsvolumens in Deutschlands kleineren Marktgebieten – etwa den bis Mitte 2011 eigenständig existierenden Thüga H- und L-Gas Marktgebieten – liegen der Monopolkommission keine aktuellen Daten vor. In Relation zu den großen Marktgebieten von NCG und Gaspool lag ihre Liquidität jedoch auf einem sehr geringen Niveau.

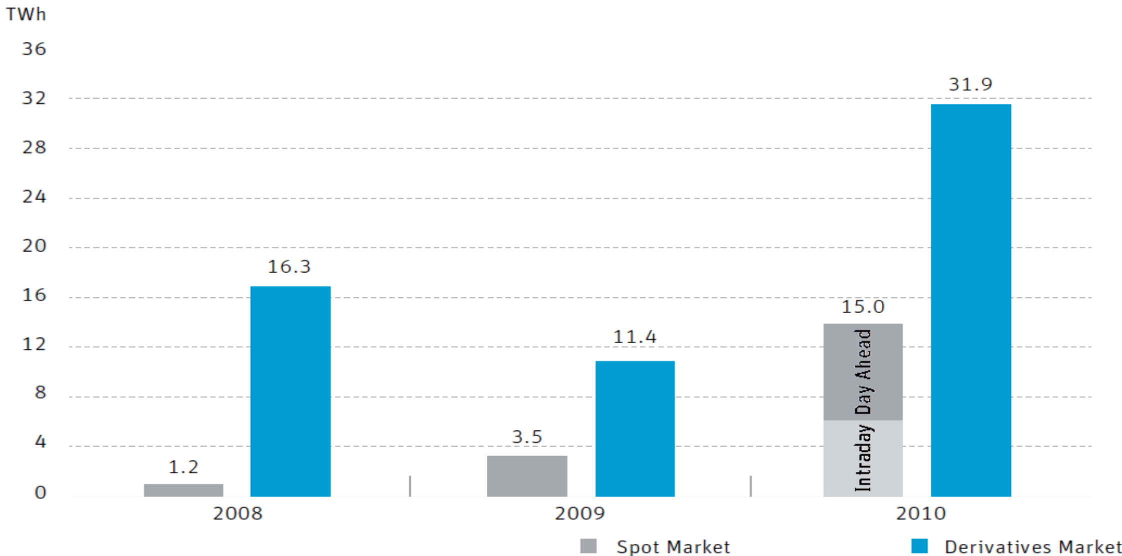
557. Ein wichtiger Indikator für die Liquidität eines Handelsplatzes ist die Churn Rate. Die Churn Rate bezeichnet das Verhältnis von gehandelter Menge zu physisch transportierter Menge Erdgas. Sie drückt damit aus, wie oft jede über den virtuellen Handelspunkt eines Marktgebietes transportierte Gasmenge den Besitzer wechselt, bevor sie vom virtuellen Handelspunkt aus den Verbraucher erreicht. Häufige Umschläge deuten auf liquide Handelsplätze hin, auf denen eine hohe Zahl von Anbietern und Nachfragern aktiv sind, wodurch eine hohe Flexibilität für beide Marktseiten sichergestellt ist. Die deutschen Handelsplätze zeigen auch hier eine ansteigende Tendenz, wobei die Veränderung von Marktgebieten bei einem Vergleich der Churn Rate zwischen unterschiedlichen Zeitpunkten zu berücksichtigen ist. 2009 konnte der virtuelle Handelspunkt des Marktgebietes NCG die höchste an einem deutschen Handelsplatz erreichte Churn Rate aufweisen und lag zeitweise bei einem Wert von 2,5.[493] Mitte des Jahres 2010 lag die Churn Rate in diesem Marktgebiet erstmals über drei Monate konstant über einem Schnitt von 3.[494] In den vorliegenden Daten für das Jahr 2009 zeigen die Handelspunkte in den übrigen Marktgebieten keine gleichfalls hohen Werte und lagen meist sogar unter 1.[495] Durch die Zusammenlegung von Marktgebieten könnten die Liquiditätsmaße inzwischen jedoch zum Teil bereits verbesserte Werte zeigen.

558. Im Vergleich mit anderen europäischen Handelsplätzen für Erdgas haben die großen deutschen Handelspunkte aufgeholt. Größter europäischer Hub ist der National Balancing Point (NBP) in Großbritannien. Es folgten die kontinentaleuropäischen Hubs in den Niederlanden

[493] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S.169.
[494] NCG, Pressemitteilung vom 3. September 2010, Handelspunkt der NetConnect Germany im Aufwärtstrend, http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xbcr/SID-7CE267D4-30FF742A/ncg/xpm-d-100903_NCG_Churn_rate.pdf.
[495] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S.172.

Abbildung 5.2


Entwicklung des Gashandelsvolumens an der EEX für die Marktgebiete NCG und Gaspool



Quelle: EEX, Natural Gas, http://www.eex.com/en/document/87106/Gas_englisch.pdf

(Title Transfer Facility, TTF), Belgien (Zeebrügge, ZEE) und die deutschen virtuellen Handelspunkte von NCG und Gaspool. Die Gesamtumsätze der größten deutschen Handelspunkte haben in den vergangenen Jahren ähnliche Größenordnungen wie die der TTF und Zeebrügge erreicht, während sie im Hinblick auf die Churn Rate zwar aufholen konnten, faktisch jedoch nach wie vor erhebliche Unterschiede zum Umschlagniveau an den größten europäischen Handelsplätzen bestehen. Insbesondere am NBP erreicht die Churn Rate saisonabhängig Werte zwischen 8 und 16, an der TTF zuletzt zwischen 2,5 und 4 und in Zeebrügge zwischen 3,5 und 7.[496]

559. Die Monopolkommission sieht trotz einer positiven Entwicklung der Handelsaktivitäten auf einzelnen Handelsplätzen noch keine gleichermaßen positive Entwicklung für ganz Deutschland. Die Koinzidenz von wichtigen strukturellen Maßnahmen und zunehmender Handelsaktivität zeugt nach Auffassung der Monopolkommission von deren besonderer Bedeutung für die Schaffung wirksamen Wettbewerbs (vgl. Abbildung 5.3). Deshalb wird es insbesondere von der Weiterentwicklung der bestehenden Regelsysteme auf deutscher und insbesondere auf europäischer Ebene abhängen, ob auch in Zukunft große Fortschritte in Richtung des Ziels funktionsfähiger und liquider Wettbewerbsmärkte erzielt werden können.

5.2.1.2 Volatile Entwicklung der Marktpreise im Großhandel

560. Auf Energiemärkten werden Produkte mit unterschiedlichen Laufzeiten und unterschiedlichen Erfüllungszeitpunkten bzw. Zeiträumen gehandelt. Dementsprechend schwankt die Entwicklung der Gaspreise, je nachdem welche Märkte und Kontrakte zugrunde gelegt werden. Angebot und Nachfrage auf Märkten mit sofortiger (oder sehr kurzfristiger) Erfüllung, die sog. Spotmärkte, geben jedoch am ehesten die aktuellen Bedingungen für den Handel eines Gutes an einem bestimmten Ort wieder, da hier die kontraktindividuelle Erwartungsbildung zum jeweiligen Abschlusszeitpunkt keine Rolle spielt. Der Spotmarktpreis stimmt damit nicht zwangsläufig mit tatsächlichen Bezugspreisen von Erdgas überein, die zu einem wesentlichen Anteil auf langfristigen Verträgen basieren. Demgegenüber geben die Preise am Spotmarkt Auskunft über die jeweils aktuellen Bedingungen von Angebot und Nachfrage, sind transparente Preissignale und ermöglichen eine Vergleichbarkeit lokaler Handelsbedingungen.

561. Die Entwicklung der Spotmarktpreise im Verlauf der letzten Jahre zeigt eine enorme Volatilität in den Preisbewegungen. Bis zum Jahr 2008 folgte der Marktpreis für Erdgas einem steigenden Trend und erreichte zu diesem Zeitpunkt ein Rekordniveau. Für starke Veränderungen auf den Erdgasmärkten ist jedoch der Verfall der Spotmarktpreise für Erdgas im Jahr 2009 verantwortlich. Hatte der EEX-Spotmarktpreis für Erdgas an einzelnen Handelspunkten 2008 die Marke von 30 Euro/MWh überschritten, so fiel er im Sommer 2009 im Day-ahead-Handel für das deutsche NCG-Marktgebiet in der unteren Spitze auf weniger als 7 Euro.[497] Seither verzeichnet der Marktpreis wieder einen steigenden Trend und lag im Jahr 2011 im Spotmarkthandel der EEX beständig über 20 Euro/MWh, wenn auch die Höchststände von 2008 noch nicht wieder erreicht wurden (vgl. Abbildung 5.4).

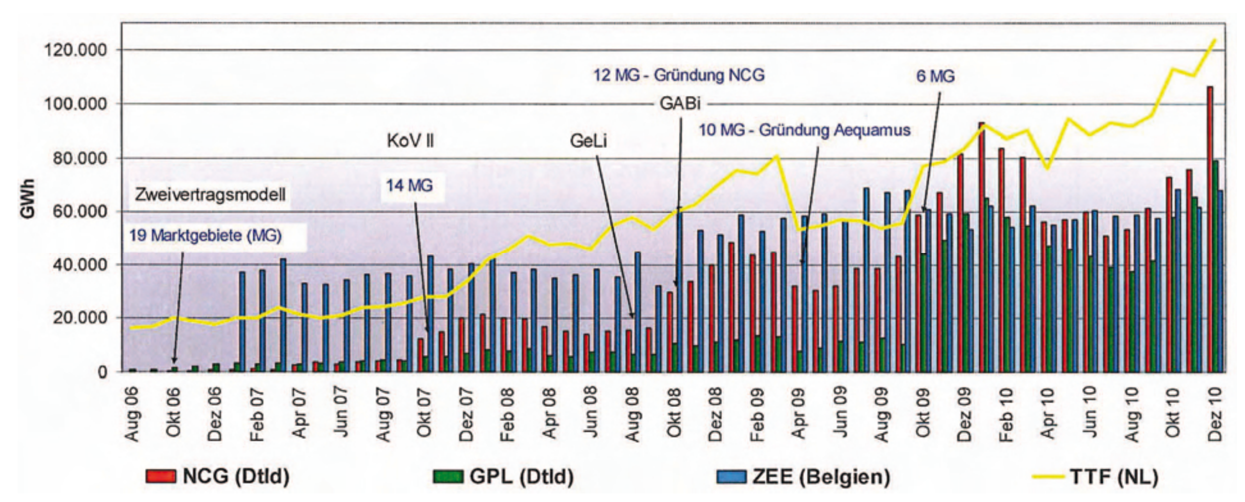
[496] Vgl. EU-Kommission, Quarterly Report on European Gas Markets Vol. 3, Iss. 3, July – September 2010, S. 7.

[497] EEX-Preis im Day-ahead-Handel für das größte deutsche Marktgebiet NCG am 24. August 2009: 6,90 Euro/MWh.

Abbildung 5.3



Gasmarktregulierung und Entwicklung des Handelsvolumens an wichtigen Handelspunkten



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 5.4

Preisentwicklung der EEX-Day-ahead-Spotmarktpreise für Erdgas im Marktgebiet NCG



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EEX

562. Von besonderem Interesse für das Verständnis der Großhandelsmärkte für Erdgas ist die Frage, durch welche Effekte die volatile Entwicklung der Börsenpreise für Erdgas verursacht worden ist. Neben der weltwirtschaftlichen Lage wirken vor allem angebotsseitig wirkende bzw. strukturelle Faktoren auf den Erdgaspreis, sodass die Preisschwankungen zuweilen als ein Hinweis auf Strukturveränderungen der Erdgasmärkte und der aus ihr resultierenden Marktkräfte interpretiert werden. Eine herausgehobene Bedeutung wird vielfach der Marktmacht auf der Ebene der Erdgas ördernden Staaten und der Zunahme der Wettbewerbsintensität durch den Handel mit Flüssiggas zugesprochen. Konzentrations- und Marktmachtveränderungen bei Förderung und Handel von Erdgas werden im folgenden Kapitel näher evaluiert.

563. Weltwirtschaftliche bzw. konjunkturelle Einflüsse gelten zudem als ein fundamentaler und insbesondere nachfrageseitig wirkender Einflussfaktor auf die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten für Gas. Tatsächlich zeigt die Volatilität der Erdgaspreise – insbesondere der Preiseinbruch zwischen 2008 und 2009 – eine Koinzidenz mit dem Ausbrechen der Finanzkrise, dem damit einhergehenden Einbruch der Weltkonjunktur und den jüngsten Erholungstendenzen. Dies deutet auf eine kurzfristig nachfragegetriebene Preisentwicklung hin. Um die Indikation weltwirtschaftlicher Einflussfaktoren auf die Nachfrage zu untersuchen, hat die Monopolkommission die Korrelation des Börsenpreises für Erdgas am virtuellen Handelspunkt des Marktgebietes NCG mit den zugehörigen DAX-Endständen für den Zeitraum vom 15. Juli 2009 bis zum 28. Februar 2011 ermittelt. Im Ergebnis deutet der Korrelationskoeffizient von 0,84 auf eine verhältnismäßig enge Beziehung der beiden untersuchten Größen hin.

5.2.2 Konzentrations- und Marktmachtanalyse

5.2.2.1 Strukturelle Abhängigkeiten auf den Zulieferermärkten für importiertes Pipelinegas

564. Die Anbieterseite der deutschen und europäischen Erdgasmärkte wird durch Unternehmen mit Sitz im Ausland dominiert. Während Deutschland mit weniger als 15 Prozent Eigenversorgung ganz besonders auf den Importbezug angewiesen ist, stammen in der Europäischen Union noch etwa 36 Prozent des Erdgasverbrauchs aus eigener Produktion.[498] Dabei haben europäische Förderlän-

[498] Vgl. Eurogas, Statistical Report 2010, S. 8.

der mit erheblichen konventionellen Erdgasvorkommen wie etwa Großbritannien den Höhepunkt ihrer Erdgasproduktion jedoch bereits überschritten, sodass auch für sie der Importbezug zunehmend wichtiger wird.

Auch die deutsche Eigenversorgung mit konventionellem Erdgas sank in den vergangenen Jahren. Eine Steigerung wird erwartet; unklar bleibt, ob die unkonventionelle Erdgasförderung in Zukunft in Deutschland bzw. in Europa eine wichtigere Rolle spielen wird. Die Einspeisung von Bioerdgas ist in den vergangenen Jahren zwar gewachsen, sein absoluter Anteil an der Nachfrage spielte bisher nur eine untergeordnete Rolle und konnte den Rückgang inländischer konventioneller Förderung nicht ausgleichen. Sowohl Deutschland als auch die Europäische Union sind somit auf importiertes Erdgas angewiesen. Die Konzentration der ausländischen Zulieferstaaten ist jedoch hoch, da ein wesentlicher Anteil von über 60 Prozent des nach Deutschland und in die Europäische Union importierten Erdgases aus zwei Ländern, Russland und Norwegen, stammt.[499]

565. Neben der Abhängigkeit von den auf einzelne Regionen beschränkten natürlichen Ressourcen, wird die Struktur der Anbieter auf der Förderstufe insbesondere durch die Transportbedingungen von Erdgas determiniert. Während für Rohstoffe wie Öl und Kohle eine Vielzahl von Transportwegen, wie z. B. per Schiff, Bahn oder LKW, zur Verfügung stehen, wird Erdgas zum überwiegenden Teil durch Pipelines transportiert. Die Versorgung durch Pipelinegas, das über lange Distanzen transportiert werden muss, setzt erhebliche spezifische Investitionen in die Transportinfrastruktur voraus, um einzelne Förderregionen an das jeweilige Gasnetz anzuschließen. Die Höhe dieser Investitionen wächst mit der Länge und ist abhängig von den topografischen Gegebenheiten auf der jeweiligen Verbindung.

Insbesondere diese Transportbedingungen haben dazu geführt, dass sich in der Vergangenheit vier großregionale Erdgasmärkte entwickelt haben, in denen sich Produzenten und Abnehmer durch langfristige Lieferverträge aneinander gebunden haben: der europäische Markt mit den Hauptexporteuren Russland, Nordafrika, Norwegen und den Niederlanden, der nordamerikanische Markt (NAFTA-Staaten), der asiatische Markt und das Pacific Basin, die durch große Entfernungen der Hauptverbraucher (Japan, Südkorea, Taiwan) zu den Lieferländern (im Wesentlichen Indonesien, Malaysia, Brunei, arabische Golfstaaten) gekennzeichnet sind und durch den Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG) dominiert werden, sowie der sich entwickelnde südamerikanische Markt[500] (vgl. Abbildung 5.5).

[499] Dabei importiert Deutschland etwa 32 Prozent seines Erdgasbedarfs aus Russland, 29 Prozent aus Norwegen; es folgen die Niederlande mit 20 Prozent. In der Europäischen Union liegt der Importanteil dieser beiden Länder bei 36 bzw. 31 Prozent; hier folgt Algerien mit einem Anteil von knapp 16 Prozent. Vgl. eigene Berechnungen; Angaben des BDEW; Eurogas, Statistical Report 2010, S. 8.

[500] Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2010, a. a. O., S. 21.

566. Voraussetzung für eine höhere Transportflexibilität bei der leitungsgebundenen Versorgung mit Erdgas ist die Anbindung unterschiedlicher Anbieter an das Pipelinenetz einerseits und entsprechende infrastrukturelle Überkapazitäten andererseits. Nur unter dieser Voraussetzung ist der Wechsel des Pipelinegaslieferanten für den Importeur möglich, sodass der Lieferant unter Wettbewerbsdruck gesetzt würde. Diese Voraussetzungen liegen nach Auffassung der Monopolkommission jedoch nicht vor, da die bestehenden Fernleitungsnetze zu wichtigen Förderregionen zumindest bis zu einem gewissen Grad eine Abhängigkeit gegenüber der jeweiligen Region schaffen. Die Flexibilität zum Wechsel des Anbieters ist daher nicht in ausreichendem Maße gegeben. Wie in Abschnitt 4.2.2.2 erläutert wurde, bestehen nach Auffassung der Monopolkommission hier noch Ineffizienzen in Form von Investitionshemmnissen aufgrund der bisher nicht effizient spezifizierten Eigentumsrechte bei der Schaffung von Überkapazitäten.

567. Ein Beispiel für die Abhängigkeit von Russland als einem der für Europa wichtigsten Förderländer stellen die Lieferausfälle im Frühjahr 2009 infolge des Gasstreites mit der Ukraine dar. Sie betrafen zunächst insbesondere die Versorgung osteuropäischer Länder und konnten kurzfristig vor allem durch gespeichertes Gas überbrückt werden, bis eine Beilegung des Konfliktes zu einer Wiederaufnahme der Lieferungen geführt hat. Dennoch haben die Probleme im Zusammenhang mit dem Ausfall der russischen Kapazitäten verdeutlicht, dass die Liefermengen der wichtigsten europäischen Gaslieferanten aus Einzelstaaten mittelfristig nur begrenzt substituiert werden können.

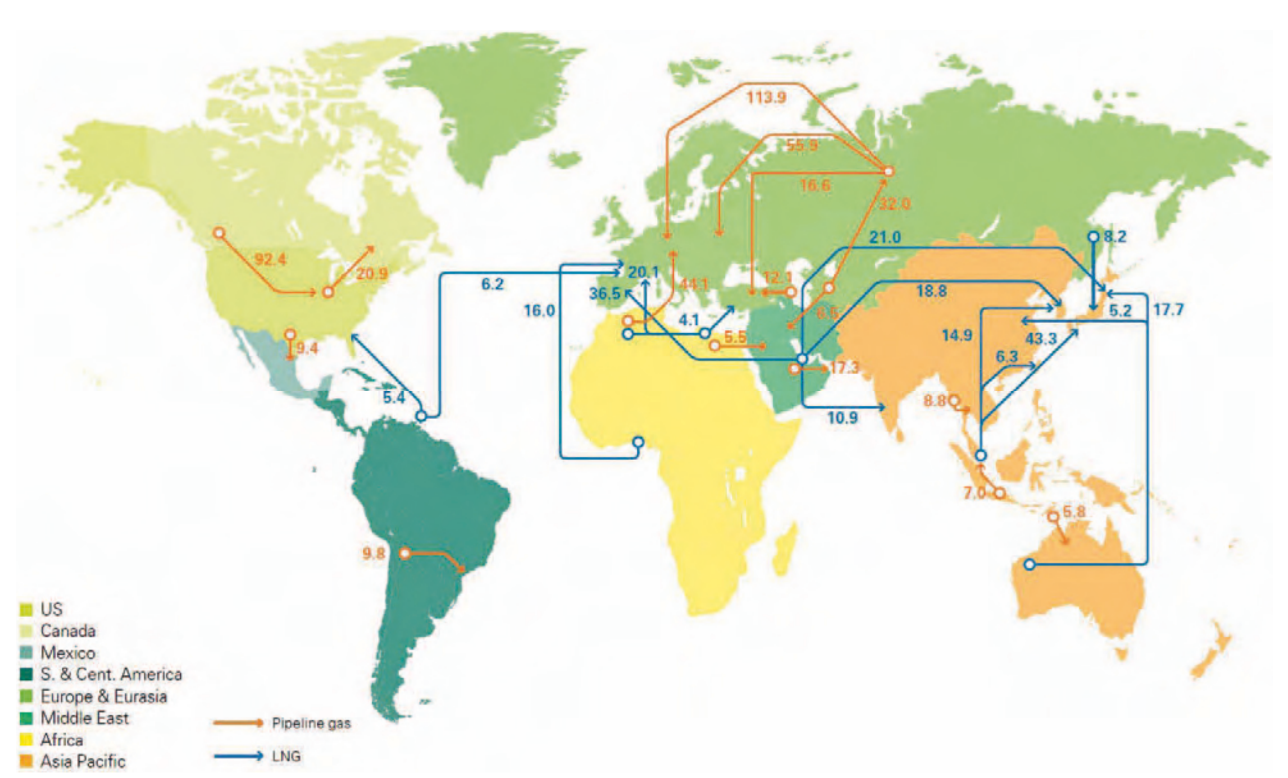
568. Die bestehenden leitungsbedingten Abhängigkeiten sind auch Auslöser für die heutige Vertragssituation für Pipelinegas auf dem europäischen Markt. In der Vergangenheit wurden hier typischerweise langfristige Kontrakte mit Preisbindungen, etwa der Gas-Ölpreisbindung, geschlossen, durch die ein Preisniveau für mehrere Jahre gesichert wurde. Diese langfristigen Preisbindungen lagen im Interesse beider Vertragspartner: Durch den Bau einer Fernleitungspipeline haben sich Anbieter und Nachfrager aneinander gebunden, da der potenzielle Wechsel der Vertragsbeziehungen eine Entwertung der Investition zur Folge hätte. Kurzfristige Verträge mit laufender Preisfindung bergen deshalb die Gefahr opportunistischen Verhaltens bei späteren Preisverhandlungen, bei dem die Abhängigkeit gegenüber den bereits getätigten spezifischen Investitionen ausgenutzt werden kann. Diese Gefahr eines sog. Hold-ups ist abhängig davon, wer die Investition getätigt hat und wie spezifisch der jeweilige Teil der Gesamtinvestition für diesen Vertragspartner ist. Da der Bau einer Gaspipeline auch unter unvollständigen Informationen getätigt wird, können beide Vertragspartner im Vorhinein Hold-up-Situationen ausschließen, wenn sie sich langfristig binden und dabei gleichzeitig einen mehr oder weniger flexiblen Preispfad festlegen. Hieraus resultieren die langfristigen Kontrakte mit Preisbindungen zwischen nationalen Importeuren und Erdgasanbietern aus Förderländern.

569. Die Monopolkommission bewertet insbesondere den Wettbewerb der Anbieter auf der Förderstufe für im-

Abbildung 5.5



Erdgashandelsströme 2010 (Angaben in Bill. m³)



Quelle: BP, Statistical Review of World Energy, June 2011, S. 19, http://www.deutschebp.de/liveassets/bp_internet/germany/STAGING/home_assets/assets/deutsche_bp/broschueren/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf [Abruf: 29. Juli 2011]

portiertes Pipelinegas für kaum funktionsfähig; die produzierenden Länder verfügen nach Auffassung der Monopolkommission über erhebliche Marktmacht.[501] Dies ist nicht allein auf die physische Konzentration von Erdgasvorkommen aus einzelnen Ländern zurückzuführen, sondern auch auf die notwendige Leitungsinfrastruktur, die den Wechsel zwischen den Anbietern aus unterschiedlichen Förderländern erschwert. Voraussetzung für funktionsfähigen Wettbewerb bei der Versorgung mit Pipelinegas sind einerseits entsprechende Anbindungen verschiedener Fördergebiete, sodass sich das Angebot für die Belieferung mit Pipelinegas diversifiziert. Andererseits sind entsprechende Überkapazitäten bei den Pipelineverbindungen notwendig, durch die sich die auf Wettbewerbsmärkten durch Lieferantenwechsel einstellenden, schnell ändernden Marktanteile bei der Versorgung europäischer Länder mit pipelinegebundenem Erdgas erst ermöglicht werden. In diesem Zusammenhang bleibt insbesondere abzuwarten, ob der mögliche Bau der Nabucco-Pipeline, durch die neue Regionen für die europäische Erdgasversorgung angeschlossen werden sollen, wirksamere Wettbewerbsbedingungen schaffen wird.

[501] Dabei ist darauf hinzuweisen, dass eine Betrachtung auf Länderebene deshalb möglich ist, da in den großen Versorgerstaaten, etwa Russland oder Norwegen, ein dominierendes Staatsunternehmen bzw. ein Unternehmen mit erheblicher staatlicher Beteiligung agiert.

5.2.2.2 Globale Angebotsdiversifikation durch LNG-Handel?

570. Während die bestehenden Pipelineverbindungen den Import von Erdgas nach Europa bisher auf einzelne Erdgas fördernde Länder konzentriert haben, hat die Ausweitung des Handels mit verflüssigtem Erdgas zuletzt dazu beigetragen, dass die bestehenden festen Lieferbeziehungen Europas zu einzelnen Anbieterländern im Rahmen großregionaler Erdgasmärkte durch weltweite LNG-Marktbeziehungen aufgeweicht worden sind. Da der Handel mit LNG nicht an die bestehende Pipelineinfrastruktur geknüpft ist, fallen die entfernungsabhängigen Kosten des Tankertransports deutlich geringer aus. Zwar sind auch die Kosten des LNG-Transports nicht entfernungsunabhängig; Indonesien und Malaysia versorgen z. B. insbesondere das nahe gelegene Pacific Basin mit LNG, Algerien hingegen in erster Linie Spanien und Frankreich (vgl. Abbildung 5.5). Dennoch stellt der Handel mit Flüssiggas ein zunehmend wichtigeres Substitut zu den traditionellen Erdgaslieferbeziehungen dar, durch das prinzipiell auch der Handel mit weiter entfernteren Förderländern ohne Pipelineanbindung wirtschaftlich nutzbar werden könnte.

571. In den vergangenen Jahren ist in Europa eine Vielzahl neuer LNG-Terminalhäfen mit entsprechenden Regasifizierungsanlagen entstanden, deren Kapazitäten aus-

reichen, um zukünftig theoretisch einen erheblichen Anteil des europäischen Erdgasbedarfs durch LNG-Importe zu decken. Durch diese Loslösung von bestehenden Infrastrukturen sind die Voraussetzungen für eine Diversifizierung der Erdgaszulieferungen über LNG geschaffen worden. Als Anbieter von Erdgas stehen Europa heute dadurch mehr Länder zur Verfügung, die bisher aufgrund der Ermangelung einer Pipelineanbindung keine oder deutlich geringere Mengen Gas liefern konnten. Allen voran ist hier das Emirat Katar zu nennen, dass seine Flüssiggasproduktion durch die Inbetriebnahme neuer Verflüssigungsanlagen stetig ausgebaut hat. Katar verfügt vor allem durch die Reserven des South-Pars-Gasfeldes im Persischen Golf über eines der weltweit größten Förderpotenziale und stellt damit auch einen stetig wichtigeren Akteur unter den Förderstaaten dar.

572. Eine wichtige Entwicklung im Zusammenhang mit den weltweiten LNG-Märkten ist das Phänomen der sog. Gasschwemme, auf die der Verfall der Erdgaspreise nach dem Jahr 2008 häufig zurückgeführt wird. Mit der Gasschwemme wird ein jüngerer Trend bezeichnet, wonach vor allem zunehmende Mengen von LNG-Gas auf dem europäischen Markt angeboten worden sind, die erheblichen Einfluss auf den Verfall der Spotmarktpreis für Erdgas im Jahr 2009 gehabt haben sollen.

573. Die Möglichkeit, dass der LNG-Handel für kurzfristige Angebots- und damit Preisschwankungen verantwortlich sein kann, lässt sich durch die besonderen Gegebenheiten im Flüssiggassegment erklären: Die Lieferbeziehungen sind bei Flüssiggas eher kurzfristiger Natur, sodass Veränderungen der Marktlage in einem Absatzgebiet schnell zur Nutzung von Arbitrageeffekten in anderen Gebieten genutzt werden können. Langfristige Lieferverbindungen und LNG-Ketten sind bisher eher unüblich. Auf dem LNG-Markt sind zudem häufig Lieferverträge vorzufinden, die eine sog. „right not to deliver“-Klausel enthalten. Wie im Mineralölmarkt üblich, steht es danach dem Lieferanten frei, seine Fracht kurzfristig an Orte mit höherer Zahlungsbereitschaft umzulenken.[502] Insbesondere aus Sicht der arabischen LNG-Exporteure (Katar) haben die europäischen und die asiatischen Märkte ungefähr eine ähnliche Entfernung, sodass sich die Transportkosten hier kaum unterscheiden. Hinzu kommt die Belieferung des nordamerikanischen Marktes, auf dem mangels Pipelineanbindung zu größeren Förderländern wesentliche Teile der Gasimporte in der Vergangenheit durch LNG-Gas gedeckt wurden. Diese Märkte stehen heute in einem transparenten Preiswettbewerb um die produzierten LNG-Mengen.

574. Ein Indiz für die Bedeutung von LNG im Zuge der Gasschwemme und dem niedrigen Gaspreisniveau 2009 ist der steigende Anteil von LNG-Erdgas gegenüber dem in Rohrleitungen transportierten Erdgas an allen Gasimporten der Europäischen Union. Im Jahr 2008 betrug dieser noch 13 Prozent und wuchs dann im Jahr 2009 auf 19 Prozent an. Dieser Anstieg wird häufig mit wesentlichen Änderungen der bestehenden Marktverhältnisse durch die zunehmende Produktion von unkonventionellem Erdgas in Nordamerika in Verbindung gebracht. Steigende Erdgaspreise haben den Abbau von Tight Gas bzw. Shale Gas Vorkommen in den Vereinigten Staaten in den vergangenen zehn Jahren begünstigt. Zuletzt konnten die Vereinigten Staaten daher auf einen Import von teurem LNG weitgehend verzichten und den eigenen Gasbedarf aus eigener Produktion stillen. Aus Perspektive unterschiedlicher kontinentaler Handelsplätze kam es zu relativen Preisänderungen bei der LNG-Versorgung, die den Absatz in Europa forciert haben (vgl. Abbildung 5.6). Die kurzfristig flexiblen Lieferbeziehungen auf dem LNG-Markt, haben dazu geführt, dass das LNG auf die übrigen Spotmärkte in Europa und Asien umgelenkt worden ist. Dabei profitiert gerade Europa von seinen hohen Regasifizierungskapazitäten. Das zunehmende Angebot freien LNG-Gases an den europäischen Spotmärkten könnte daher – eine entsprechende Preiselastizität auf der Nachfrage vorausgesetzt – eine Erklärung für den erheblichen Verfall der Gaspreise im Jahr 2009 darstellen.

575. Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass der zunehmende Handel mit LNG die Verhältnisse auf den Gasmärkten so verändert hat, dass heute stärker wettbewerbliche Bedingungen bei der Gasbeschaffung vorliegen. Dafür sprechen zudem Erhebungen, die die Zunahme der weltweiten Kohärenz der Gaspreise belegen. Insbesondere im Atlantikraum induzierten LNG-Transporte tendenziell gleichgerichtete Preisbewegungen zwischen den zuvor noch stark segmentierten Erdgasmärkten.[503] Gegenüber der Monopolkommission haben verschiedene Marktteilnehmer bekundet, dass eine wichtige Signalwirkung für den Marktpreis von den Handelspreisen am wichtigen amerikanischen Henry Hub ausgehe. Hohe Gaspreise am Henry Hub würden danach europäische Händler zu Zukäufen bewegen, um das Umlenken von LNG-Tankern zu verhindern. Bei fallenden Preisen finde dieses Prinzip jedoch eher selten Anwendung. Bis zum Ende des Energiepreisbooms im Jahr 2008 bestand dabei hingegen keineswegs ein unidirektionaler Wirkungszusammenhang, d. h., dass eine Region – z. B. Nordamerika – den Preistrend vorgab, dem der andere Kontinent – hier also Europa – folgte. Tatsächlich waren die Impulse mehr oder weniger gleich verteilt.[504]

576. Die Monopolkommission begrüßt die weltweite Angebotsdiversifizierung beim Erdgas, die sich durch den zunehmenden Handel mit Flüssiggas entwickelt. Die Monopolkommission ist daher der Auffassung, dass LNG eine zunehmend wettbewerbsbelebende Wirkung entfaltet. Es kann zur Versorgungssicherheit beitragen und Druck auf die Anbieter von Pipelinegas ausüben. Unter einer rein extrapolativen Betrachtung der zurückliegenden Entwicklung ist davon auszugehen, dass sich Wettbewerbsdruck auf den europäischen Erdgasmärkten zukünftig weiter erhöht. Die schnelle Entwicklung beim Ausbau der Schiefergasförderung könnte beispielsweise auch die

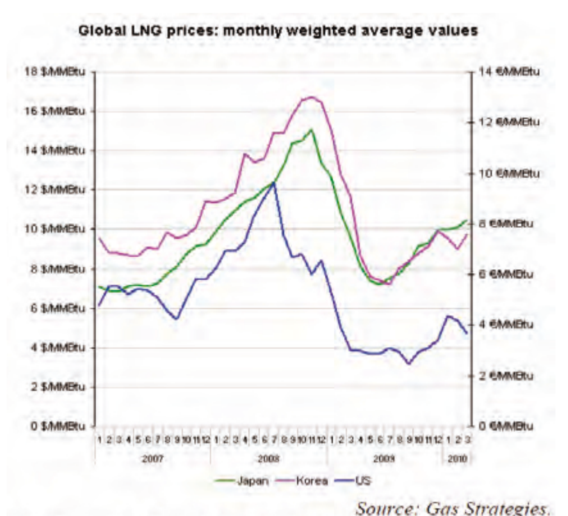
[502] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 124.

[503] Vgl. Neumann, A., Linking Natural Gas Markets –Is LNG Doing Its Job?, The Energy Journal 30, Special Issue, 2009, S. 187–199.

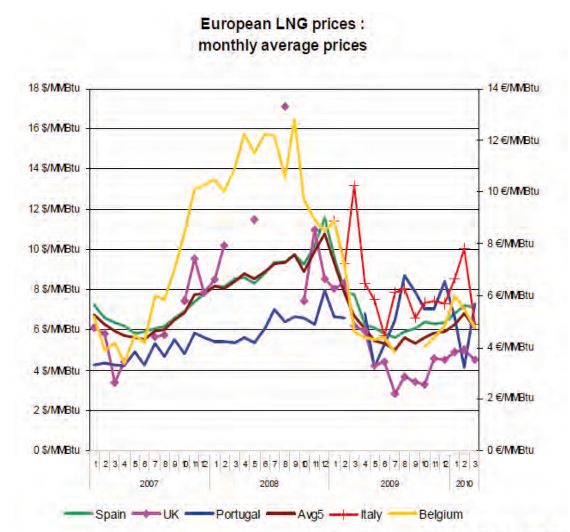
[504] Vgl. Auer, J../Nguyen, T.L., Gasschwemme erreicht Europa, Starke Effekte auf Preise, Sicherheit und Marktstruktur, DB-Research, Beiträge zur europäischen Integration, EU-Monitor 75, 27. Mai 2010, S. 4.

Abbildung 5.6

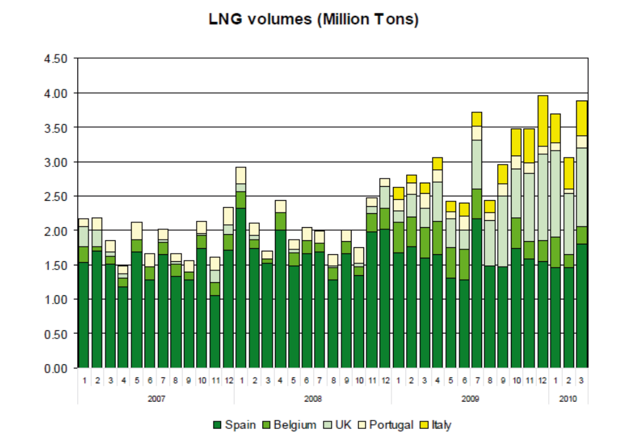
Entwicklung von LNG-Preisen und -Mengen in unterschiedlichen Ländern



Source: Gas Strategies.
An important change was introduced in the formula for calculating monthly prices. Previously these prices were an average of prices charged by different suppliers. Starting from Q4 2009 the averages will be weighted by the monthly LNG deliveries of each supplier.



Source: Eurostat COMEXT
LNG data for France is confidential.
LNG data for Greece is not available.



Source: Eurostat COMEXT
August and September data for Belgium are missing.
Italian data reported from January 2009.

Quelle: EU-Kommission, Quarterly Report on European Gas Markets Vol. 3, Iss. 1, January – March 2010, S. 12, 13, 22

Vereinigten Staaten zukünftig zu einem weiteren Anbieter auf dem europäischen Markt werden lassen. Die zunehmenden Gasmengen könnten knappheitsbedingten Preiserhöhungen entgegenwirken.

577. Ob unter der durch das LNG veränderten Situation bereits von einem Weltmarkt für Erdgas gesprochen werden kann, ist dennoch fraglich. Die Monopolkommission ist nicht der Auffassung, dass sich auf den weltweiten Erdgasmärkten durch den zunehmenden Flüssiggastransport bereits flexible Handels- und Wettbewerbsbedingungen eingestellt haben bzw. kurzfristig einstellen werden, die vergleichbar mit anderen funktionsfähigen Wettbewerbsmärkten wären. Dafür sprechen nach Auffassung der Monopolkommission mehrere wichtige Aspekte:

– Durch LNG alleine kann der tatsächliche Bedarf an Erdgas bisher nicht gedeckt werden, sodass die europäischen Märkte in absehbarer Zeit auch weiterhin von der Lieferung mit Pipelinegas abhängig bleiben. Der Transport von Erdgas in flüssiger Form ist zudem nach gängiger Auffassung erheblich teurer als im Falle von Pipelinegas.[505] Der Absatz von LNG kann sich

[505] Vgl. auch Abschnitt 3.2.2.2.

daher nur dann rentieren, wenn die Preise für Pipelinegas bereits aufgrund mangelnden Wettbewerbs überhöht sind. Dieses Preisdelta kann der wachsende LNG-Handel grundsätzlich nicht auflösen, solange der Pipelinehandel Kostenvorteile aufweist.

– Die Preiseffekte von LNG sollten nicht dadurch überschätzt werden, dass es mit der Gasschwemme im Jahr 2009 zu einem erheblichen Verfall der Spotmarktpreise gekommen ist. Da der Hauptanteil des Erdgasbedarfs aus langfristigen Verträgen mit Pipelinegasanbietern gedeckt wird, stellt der Spotmarkt nur einen Teilmarkt mit relativ begrenzter Wirksamkeit auf die tatsächlichen Bezugspreise dar. Dauerhaft niedrige Spotmarktpreise – die derzeit allerdings nicht abzusehen sind – könnten dazu führen, dass zunehmend mehr Anbieter ihr Gas am Spotmarkt beschaffen, wodurch der Preis mit der wachsenden Nachfrage schnell steigen könnte. Anzunehmen ist weiterhin, dass mit einem wachsenden Spotmarkt die Preiselastizität des Angebots sinkt und der Preis weniger sensibel auf Angebotsschwankungen reagiert.

– Unklar bleibt auch die zukünftige Verfügbarkeit von LNG, die von diversen Faktoren und Entwicklungen abhängig ist. So wird beispielsweise angenommen, dass die chinesische Nachfrage bisher durch die Regasifizierungskapazitäten des Landes beschränkt wird. Eine Steigerung dieser Kapazitäten ist einer von vielen Faktoren im LNG-Welthandel, der zu erheblichen Preisbewegungen führen kann.

– Da der LNG-Handel an Regasifizierungsstationen gebunden ist, sind z. B. für die Versorgung deutscher Marktgebiete (die keine direkte Anbindung an ein LNG-Terminal besitzen) mit LNG weiterhin Netzübergangskapazitäten erforderlich. Kapazitätsengpässe können Arbitragegeschäfte in einzelnen Gebieten verhindern, die anderenfalls zu einer zunehmenden Preiskonvergenz beitragen könnten. Allerdings ist abzusehen, dass die Kapazitäten, etwa auch die Standorte für Regasifizierungsanlagen, in Zukunft weiter wachsen. Die Monopolkommission weist in diesem Zusammenhang auch auf das Problem hin, dass Standorte für LNG-Terminals auch von den Genehmigungsverfahren in den europäischen Staaten und Ausnahmen vom regulierten Zugang abhängen, sodass die Standortwahl vermutlich nicht nur nach marktlogistischen Kriterien ausgerichtet werden wird.

578. Insgesamt bietet der Gastransport in verflüssigter Form mehr Flexibilität für neue Marktteilnehmer und erhöht für die bestehenden Anbieter gleichzeitig die Diversifizierungsmöglichkeiten. Die Versorgungslage bei LNG bleibt allerdings wenig transparent und unsicherer als im Falle von Pipelinegas. LNG kann nach Auffassung der Monopolkommission den Wettbewerb in der europäischen Gasversorgung wirksam stärken – ersetzt aber nicht die Notwendigkeit, wettbewerbliche Strukturen beim Zugriff auf Anbieter von Pipelinegas zu schaffen.

5.2.2.3 Zukunft der Gas-Ölpreisbindung und wettbewerbliche Wirkungen

579. Die hohe Volatilität der Erdgaspreise am Spotmarkt hat den Akteuren am Markt deutlich gemacht, dass sich die Voraussetzungen für die Beschaffung von Erdgas an den Großhandelsmärkten in den vergangenen Jahren grundlegend verändert haben. Dieser Umbruch hat die weitere Entwicklung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt zuletzt erheblich begünstigt.

580. Bis vor wenigen Jahren dominierte entlang der gesamten Lieferkette das Einlieferantenmodell. Ferngasgesellschaften, Regionalgesellschaften und lokale Weiterverteiler wie Stadtwerke besaßen jeweils langfristige Bezugsverträge mit einem Gaslieferanten, der alleine mit der Vollversorgung seines Kunden beauftragt war. Als Grundstein dieser Beschaffungsstruktur kann der Auslandsbezug von Erdgas durch die jeweiligen Ferngasgesellschaften angesehen werden. Durch die spezifischen Investitionen in eine Pipelineanbindung, die bei einem Auslandsbezug von Erdgas getätigt werden müssen, haben Ferngasgesellschaften mit Importbezug zumeist langfristige Verträge geschlossen, um die Investition durch einen festgelegten Preispfad in den Folgejahren abzusichern.[506] Dieser Zusammenhang stellt einen wesentlichen Grund von Preisbindungen im Gassektor dar, etwa der Gas-Ölpreisbindung.

581. Die Gas-Ölpreisbindung hat keine gesetzliche Grundlage, sondern stellt zunächst eine brancheninterne Vereinbarung zwischen den ausländischen Produzenten von Pipelinegas und den deutschen Importeuren dar. Etabliert hat sie sich in den 1960er Jahren, als Erdgas eine zunehmende Bedeutung auf den europäischen Märkten erlangte und damit in eine direkte Konkurrenz zum Erdöl getreten ist. Sie löste zu diesem Zeitpunkt Preisbindungen im Rahmen langfristig vertraglich vorbestimmter Preise bzw. Kostenbindungen ab und hat sich (mit Unterbrechungen und Abwandlungen, etwa die zwischenzeitliche Einführung von Kohlebindungen) bis heute als ein wichtiger Preisfaktor in den meist über Jahrzehnte abgeschlossenen Import- und Exportverträgen der Gaswirtschaft gehalten.[507]

582. Die in der Praxis dominierende Kopplung des Preises für Erdgas an den Preis für leichtes und schweres Heizöl erfolgt auf der Beschaffungs- und Weiterverteilerstufe typischerweise nach der sog. 6-3-3-Regel. Dahinter steht eine Formel, in der der relevante Durchschnittspreis für Heizöl für einen Zeitraum von sechs Monaten ermittelt wird und mit drei Monaten Zeitversatz dann eine Gültigkeit von drei Monaten hat. Daher hat Erdgas gegenüber dem Öl eine um drei bis sechs Monate verzögerte Preis-

[506] Vgl. Tz. 567.

[507] Dabei war die Ölpreisbindung eine wichtige, aber nicht grundsätzlich die einzige Form der Preisbindung in den Importverträgen. Grundsätzlich gab es immer auch Verträge mit Tranchen, deren Preise anderen Markterfordernissen Rechnung trugen. Zudem sahen und sehen die Importverträge meist turnusmäßige Preisrevisionen vor. Der neue Preis wird dabei auch abhängig von der der Lage der Beschaffungsmärkte verhandelt.

entwicklung. Erdgaspreis und Ölpreis entsprechen sich dabei zeitlich nie. Unterschiede beim Gaspreis ergeben sich prinzipiell aus der Gewichtung des Ölpreises.

583. Entsprechend den Preisformeln für den Importbezug enthalten weiterhin auch die inländischen langfristigen Gaslieferverträge eine derartige Bindung an den Ölpreis, die mit den Bezugspreisen der Lieferanten begründet wird. Auf der Endverbraucherebene der Haushalts- und Kleinkunden findet die einseitige Preisfestlegung durch den Gasversorger statt. Der Endverbraucherpreis setzt sich aus einem Arbeits- und einem Grundpreis zusammen, der sich häufig ebenfalls an der Gas-Ölpreisbindung orientierte, weil der Gasversorger selbst sein Gas mit einer solchen Preiskopplung einkauft. Die Möglichkeiten zur Ölpreisbindung wurden jedoch durch den Bundesgerichtshof in zwei Urteilen aus dem Jahr 2010[508] eingeschränkt. Das Gericht entschied, dass Preisanpassungsklauseln in Erdgas-Sonderverträgen, die den Arbeitspreis für Erdgas ausschließlich an die Entwicklung des Preises für extra leichtes Heizöl binden, die Kunden unangemessen benachteiligen und daher nach § 307 BGB unwirksam sind, wenn ein Rückgang der sonstigen Gestehungskosten des Versorgers auch bei dem Grundpreis unberücksichtigt bleibt. Grundsätzlich erkennt das Gericht zwar ein berechtigtes Interesse von Gasversorgungsunternehmen an, Kostensteigerungen während der Vertragslaufzeit an ihre Sondervertragskunden weiterzugeben. Für unzulässig erachtet es jedoch Preisanpassungen, die es dem Verwender ermöglichen, über die Abwälzung konkreter Kostensteigerungen hinaus einen zusätzlichen Gewinn zu erzielen. Davon sei auszugehen, wenn eine Klausel dem Energieversorger eine Preiserhöhung auch in den Fällen erlaubt, in denen ein Anstieg bei einem der Kostenfaktoren (Bezugspreise für extra leichtes Heizöl) durch rückläufige Kosten in anderen Bereichen (z. B. Netz- oder Vertriebskosten) ausgeglichen wird und das Versorgungsunternehmen daher insgesamt keine höheren Kosten zu tragen hat als beim Abschluss des Belieferungsvertrags. Die Entscheidungen des Bundesgerichtshofs stellen somit kein grundsätzliches Verbot der Anwendung von Preisbindungsklauseln in der deutschen Gaswirtschaft dar und haben insbesondere keine unmittelbare Wirkung auf die wichtigen preisindizierenden Importverträge.

584. Das Modell der ausschließlichen Beschaffung von Erdgas durch langfristige Verträge bei einem Lieferanten nach ölpreisgebundenen Formeln hat sich zuletzt unter den neuen Voraussetzungen zunehmend liberalisierter Märkte als unflexibel erwiesen. Eine besonders wichtige Entwicklung hat insbesondere durch die Veränderungen der Erdgaspreise auf den Spotmärkten in den vergangenen Jahren eingesetzt. Der Verfall der Erdgaspreise im Jahr 2009 in Verbindung mit der zunehmenden Liquidität der Gasbörsen hat zuletzt die Möglichkeit geschaffen, Erdgas unter sehr günstigen Bedingungen einzukaufen. Für die Beschaffung nach ölpreisgebundenen Verträgen mussten hingegen deutlich höhere Preise bezahlt werden. Auf den zunehmend wettbewerblicher organisierten Gasmärkten hatten damit vor allem solche Akteure einen Wettbewerbsvorteil, die nicht einseitig durch langfristige Verträge gebunden waren. Diese Situation hat den Markteintritt neuer Anbieter, denen z. B. auch die kurzfristige Beschaffung an den Gasbörsen offen stand, stark begünstigt.

585. Inzwischen versuchen deutsche Ferngasunternehmen bei Importverträgen, die Lieferanten verstärkt auf eine flexiblere Preisgestaltung zu drängen, bei der neben der traditionellen Gas-Ölpreisbindung verstärkt auch weitere Preisformeln – insbesondere die Anbindung an die Spotmarktpreise wichtiger Handelsplätze – akzeptiert wird. So wurde im Februar 2010 bekannt, dass die größte deutsche Ferngasgesellschaft E.ON Ruhrgas sich mit ihrem russischen Lieferanten Gazprom auf flexiblere Lieferverträge geeinigt hat, in denen Teilmengen nicht mehr an den Ölpreis, sondern an den Spotpreis für Gas gekoppelt werden. Auch Weiterverteiler von E.ON-Ruhrgas-Erdgas können nun wahlweise Gas zu Konditionen beziehen, die sich an den Notierungen der weltweiten Gashandelspunkte orientieren.

586. Im Zusammenhang mit der zurückliegenden Entwicklung wurde zuletzt häufiger zwischen der „alten Gaswelt“ mit ihrer einseitigen Beschaffung aus ölpreisgebundenen Verträgen und der „neuen Gaswelt“ mit neuen und flexibleren Beschaffungsformen unterschieden. In der neuen Gaswelt versuchen Weiterverteiler ihr Beschaffungsrisiko zu streuen, etwa indem ein Portfolio unterschiedlicher Bezugsquellen optimiert wird. Ziel der Optimierung ist es dabei, durch Kombination unterschiedlicher Kontrakte einen möglichst niedrigen Einkaufspreis zu einem vorgegebenen Risiko zu realisieren oder vice versa. Dazu stehen auf den Beschaffungsmärkten für Erdgas heute sowohl Terminkontrakte unterschiedlicher Länge als auch der kurzfristige Spotmarkthandel zur Verfügung. Obwohl die alleinige Beschaffung auf den Spotmärkten in den letzten beiden Jahren besonders günstig zu sein schien, ist sie nicht grundsätzlich optimal, da die Preisentwicklung am Spotmarkt auch stark risikobehaftet ist. Das effiziente Management verschiedener Kontrakte mit unterschiedlichen Laufzeiten und differierender Flexibilität erforderte jedoch spezifisches Know-how und verursachte eine gesteigerte Komplexität mit höherem Abwicklungsaufwand, sodass Marktneulinge hierbei First-Mover-Vorteile nutzen können.

587. Während sich der aktuelle Spotmarktpreis an der EEX tagesgenau ermitteln lässt, wird zur Abbildung der Preise aus langfristigen, oft ölpreisgebundenen Verträgen häufig der sog. Grenzübergangspreis herangezogen. Der Grenzübergangspreis wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) monatlich im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie ermittelt. Die in die Ermittlung des Grenzübergangspreises einfließenden Importmengen basieren hauptsächlich auf Importverträgen, während Spotmengen in den Im- und Exporten nicht umfassend abgebildet werden.[509] Damit

---

[508] BGH, Urteile vom 24. März 2010, VIII ZR 178/08 und VIII ZR 304/08.

[509] Aus der Auswertung von Einfuhrkontroll- und Intrastat-Meldungen ermittelt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zum ei

stellt der Grenzübergangspreis einen guten Näherungswert für den durchschnittlichen Preis für importiertes Pipelinegas dar, der im Rahmen langfristiger Lieferverträge gezahlt wird. Solche Lieferverträge basieren regelmäßig zu wichtigen Teilen auf Ölpreisformeln; durch die Zunahme handelsbasierter Preisanteile in den Importverträgen ist der Grenzübergangspreis jedoch zunehmend weniger mit den Preisen rein ölpreisgebundener Verträgen gleichzusetzen. Die Abbildung 5.7 vergleicht den Verlauf des Grenzübergangspreises mit den monatlichen Durchschnittspreisen am Day-ahead-Spotmarkt der EEX für die Marktgebiete NCG und Gaspool. An der weiten Schere zwischen Spotmarktpreisen und solchen Preisen aus langfristigen Verträgen um das Jahr 2009 zeigt sich deutlich der Hintergrund der zurückliegenden Entwicklung günstiger Einstiegsvoraussetzungen neuer Wettbewerber am deutschen Gasmarkt.[510] Insbesondere die mit der Erholung der Wirtschaft anziehenden Spotmarktpreise haben im Winter 2010/2011 jedoch bereits wieder dafür gesorgt, dass sich das Bild erneut gedreht hat, womit auch deutlich das Risiko der Spotmarktbeschaffung abgebildet wird.

588. Die bestehenden Ölpreisbindungen in Gaslieferverträgen werden in Deutschland kontrovers diskutiert. In ihrem letzten Sondergutachten hat die Monopolkommission erläutert, dass Preisbindungen ein sehr selektiv eingesetztes Instrument sein sollten, welches, wenn überhaupt, nur dann zum Tragen kommt, wenn kein freier und wettbewerblicher Marktpreis existiert.[511] Die Ölpreisbindung in der Gaswirtschaft ist insbesondere durch entsprechende Klauseln in den Importverträgen verbreitet. Grundlage dieser Verträge sind spezifische Investitionen in die Pipelineinfrastruktur. Zur Absicherung dieser Investitionen mittels langfristiger Bezugsverträge kann die Orientierung des Preises an einem geeigneten Index aus Sicht der Monopolkommission legitim sein. In Ermangelung funktionsfähiger Märkte für Erdgas wurde daher zur Determinierung eines geeigneten Preises lange Zeit auf die Ölpreisbindung zurückgegriffen. Mit der erstmaligen Abkehr von der Ölpreisbindung in Importverträgen und den zunehmend diversifizierteren Beschaffungsformen zeigt sich nun, dass sich ungeeignete oder überhöhte Preisbindungen nicht aufrechterhalten lassen, wenn sich aus den Märkten geeignetere Alternativen ergeben.

Die Preisbindungen zwischen Ferngasgesellschaften, Regionalgesellschaften, lokalen Weiterverteilern und Endkunden ergeben sich indes infolge der Abhängigkeiten von den Einkaufspreisen der jeweiligen Vorlieferanten der Gaslieferkette. Die Monopolkommission begrüßt hier die Rechtsprechung durch den Bundesgerichtshof, der die Ölpreisbindung auf der Endkundenebene dann für unwirksam erklärt hat, wenn sie verhindert, dass andere wettbewerbsrelevante Kostenfaktoren der Lieferanten bei der Preissetzung berücksichtigt werden.

589. Grundsätzlich geht die Monopolkommission davon aus, dass Grenzübergangspreis und Spotmarktpreis zukünftig stärker korrelieren. Mit dem Wachstum der

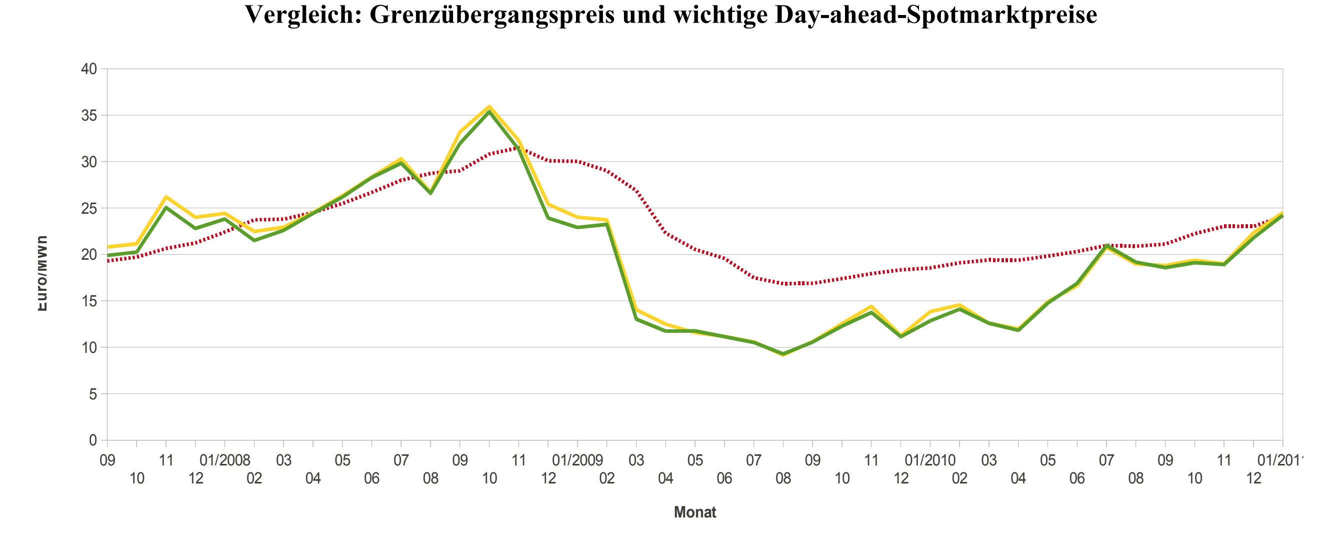
[510] nen den Gesamtwert für Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten in Euro und zum anderen die eingeführte Erdgasmenge in Terajoule. Aus der Division des Gesamtwerts durch die eingeführte Erdgasmenge ergibt sich der sog. Grenzübergangspreis in Euro pro Terajoule. Dieser zeigt damit den Wert des Erdgases an der deutschen Grenze. Vgl. BAFA, Erläuterungen zum Grenzübergangspreis bei Erdgas, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/energie_erdgas_ermittlung_preis.pdf.

[510] Allerdings ist ein geringer Preisabstand auch an den vertraglichen Konditionen festzumachen. So weisen Langfristverträge typischerweise Bezugsflexibilitäten auf, während Gas von den Handelsplätzen ohne jede Flexibilität abgenommen werden muss.

[511] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 116 ff.

Abbildung 5.7

Vergleich: Grenzübergangspreis und wichtige Day-ahead-Spotmarktpreise



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BAFA, EEX

Spothandelsplätze für Erdgas erhalten diese als Preisindex eine wachsende Bedeutung. Dabei sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass heute an den Spotmärkten nur ein geringer Teil des insgesamt nachgefragten Gasvolumens gehandelt wird. Aufgrund des geringen Anteils war der Spotmarkt in den vergangenen Jahren zudem besonders anfällig für kurzfristige Preisschwankungen – etwa im Zuge einer durch LNG verursachten Zunahme der Angebotsmengen. Die niedrigen Erdgaspreise am Spotmarkt in den vergangenen Jahren sollten daher nicht dahin fehlinterpretiert werden, dass die neue Beschaffungsstruktur grundsätzlich ein deutlich geringeres Preisniveau zulasse. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass günstige Spotmarktpreise zukünftig schneller zu einer Ausweitung der Nachfrage auf diesem Markt führen, sodass sich Preisanpassungen ergeben. Auf immer geringere Unterschiede zwischen Spotmarktpreisen und Grenzübergangspreisen deuten bereits die jüngsten Preisentwicklungen hin.

590. Insgesamt beurteilt die Monopolkommission die zurückliegende Entwicklung der Beschaffungsmärkte vorsichtig positiv. Derzeit erscheint der Wettbewerbsdruck aus den zunehmend liquideren Spotmärkten ausreichend, um zukünftig effiziente Preisvereinbarungen bei langfristigen Lieferverträgen zu erhalten. Die zwangsläufig erfolgten Anpassungen an neue flexiblere Beschaffungsformen haben zuletzt günstige Marktzutrittsbedingungen geschaffen und die wettbewerbliche Intensität auf den Gasmärkten gesteigert. Ein kartellrechtliches Vorgehen gegen die Ölpreisbindung in Importverträgen ist nach Auffassung der Monopolkommission derzeit weder erforderlich noch ökonomisch von Vorteil. Vielmehr wären die Preiseffekte eines solchen Vorgehens schwer vorhersagbar, da die Höhe der wichtigen Importpreise vor allem von der Marktstruktur auf der Anbieterseite von Pipelinegas und LNG abhängt. Hier liegen nach Auffassung der Monopolkommission jedoch die wichtigsten wettbewerblichen Defizite.

5.3 Kritische Analyse der kartellrechtlichen Entscheidungspraxis auf Großhandelsmärkten

5.3.1 Langfristige Gaslieferverträge (Bundeskartellamt)

591. Im Jahr 2010 hat das Bundeskartellamt eine Evaluation seines Vorgehens gegen den Abschluss langfristiger Gaslieferverträge auf der Zwischenhandelsebene vorgenommen.[512] 2006 war das Amt gegen die Praxis von Ferngasunternehmen vorgegangen, mit den von ihnen belieferten Weiterverteilern Lieferverträge mit sehr langen Laufzeiten von 15 bis 20 Jahren zu schließen. Das Bundeskartellamt war der Auffassung, dass die langfristige Bindungsdauer in Verbindung mit der hohen Bedarfsdeckung bei der Erstbelieferung von Regional- und Ortsgasunternehmen einen Marktverschluss bewirke, sodass neue Unternehmen am Markteintritt gehindert werden. Das durch langfristige Gaslieferverträge gebundene Volumen verringere drastisch die im Markt frei verfügbare Gasmenge und dies auf viele Jahre hinaus. Zudem werde durch die erhebliche Abschottung des deutschen Gasmarktes der zwischenstaatliche Handel massiv beeinträchtigt.

592. Das Bundeskartellamt hatte in diesem Zusammenhang gegen insgesamt 15 Gasversorgungsunternehmen Verfahren wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung durch den Abschluss langfristiger Gaslieferverträge mit Weiterverteilern eingeleitet. Am 13. Januar 2006 erließ das Amt eine Untersagungsverfügung wegen des Verstoßes gegen europäisches und deutsches Wettbewerbsrecht auf Grundlage von Artikel 81 und 82 EG (jetzt: Artikel 101 und 102 AEUV) sowie § 1 GWB. Neben der Abstellung des Verstoßes bis zum 30. September 2006 schreibt die Verfügung vor, dass die E.ON Ruhrgas Gaslieferverträge mit Weiterverteilern maximal für eine Laufzeit von vier Jahren abschließen darf, wenn sie über 50 bis 80 Prozent des gesamten Bedarfs decken. Bei einer Bedarfsdeckung von mehr als 80 Prozent (Quasi-Gesamtbedarfsdeckung) ist eine maximale Laufzeit von zwei Jahren zulässig. Bei Lieferverträgen mit einer Bedarfsdeckung von 50 Prozent oder weniger besteht weiterhin eine freie Bezugsbindungsdauer. Stillschweigende Verlängerungsklauseln sind verboten. Mehrere Lieferverträge zwischen der E.ON Ruhrgas als Lieferantin und den jeweiligen Weiterverteilern als Abnehmern sind jeweils als ein Vertrag anzusehen. Nachdem zunächst das Oberlandesgericht Düsseldorf die Rechtsposition des Bundeskartellamtes bestätigt hatte[513], wurde am 11. Februar 2009 die Rechtsbeschwerde der E.ON Ruhrgas AG gegen das Verbot von langfristigen Gaslieferverträgen vom Bundesgerichtshof[514] zurückgewiesen.[515]

593. Die Beschlüsse des Bundeskartellamtes zum Verbot langfristiger Gaslieferverträge waren zunächst bis zum 30. September 2010 befristet, weshalb das Amt eine umfassende Evaluierung seines Vorgehens vorgenommen hat. In seinem Evaluierungsbericht kommt das Amt zu dem Ergebnis, dass sich die wettbewerblichen Bedingungen auf der untersuchten Großhandelsebene verbessert haben und eine auf eine Verlängerung zielende Einleitung neuer Missbrauchsverfahren nicht in Betracht komme. Es

[512] BKartA, Bericht über die Evaluierung der Beschlüsse zu langfristigen Gaslieferverträgen, 15. Juni 2010.

[513] Vgl. BKartA, Pressemitteilung vom 5. Oktober 2007, OLG Düsseldorf bestätigt Bundeskartellamt erneut im Kampf gegen die marktabschottende Wirkung langfristiger Gaslieferverträge; vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 4. Oktober 2007, VI Kart 1/06 (V), WUW/E DE-R 2197 „E.ON Ruhrgas“. Bereits in einem Eilverfahren hat das OLG Düsseldorf den kraft Gesetzes bestehenden Sofortvollzug der Verfügung bestätigt; vgl. hierzu OLG Düsseldorf, Beschluss vom 20. Juni 2006, VI-2 Kart 1/06 (V), WuW/E DE-R 1757 „E.ON-Ruhrgas“ in Verbindung mit BKartA, Beschluss vom 13. Januar 2006, B8-113/03, WuW/E DE-V 1147 „E.ON Ruhrgas“.

[514] BGH, Beschluss vom 10. Februar 2009, KVR 67/07, WuW/E DE-R 2679 „Gaslieferverträge“.

[515] Die Verfahren gegen weitere Ferngasunternehmen konnten zuvor abgeschlossen werden, nachdem diese im Rahmen von Verpflichtungszusagen gemäß § 32 b GWB ihren Vertragsbestand kartellrechtskonform angepasst und sich verpflichtet hatten, auch bei der künftigen Vertragsgestaltung nur kartellrechtskonforme Verträge abzuschließen.

beschreibt die Marktentwicklung zwischen 2006 und 2010 auf den Ebenen Netz und Großhandel und stützt seine Schlussfolgerungen zudem auf eine empirische Befragung der Lieferanten und Abnehmer. So stellt das Bundeskartellamt nicht nur dar, dass die durchschnittlichen Laufzeiten der Bezugsverträge sowohl bei Betroffenen der Verfügung als auch bei Nichtbetroffenen erheblich gesunken seien, sondern zeigt unter anderem auch, dass der Anteil der Vollversorgungsverträge insbesondere seit dem Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 erheblich zurückgegangen ist (vgl. Abbildung 5.8). Die Nachfrager können zudem aus einer gewachsenen Zahl von Lieferanten auswählen und verfügen nach Auffassung des Amtes mittlerweile über eine gestiegene Verhandlungsmacht. Das Amt führt positive Wirkungen auf seine damaligen Beschlüsse zum Verbot langfristiger Gaslieferverträge zurück, sieht andererseits aber kürzere Vertragslaufzeiten sowie eine Diversifizierung der Vorlieferantenstruktur und des Beschaffungsportfolios als einen branchenweiten Trend an, der mittlerweile eher unabhängig von den Wirkungen der Verfügung von 2006 bestehe.

594. Nach Einschätzung der Monopolkommission besteht bei der Bewertung langfristiger Gaslieferverträge zwischen Ferngasunternehmen und Weiterverteilern grundsätzlich ein wirtschaftspolitischer Zielkonflikt:

Einerseits ist zu bedenken, dass die langfristigen Gasimportverträge auf Take-or-pay-Basis das Risiko der hohen spezifischen Infrastrukturinvestitionen zu begrenzen helfen. Im Rahmen dieser Verträge geht das Mengenrisiko auf die importierenden Ferngasunternehmen über. Diese versuchen, ihr eigenes Risiko durch den Abschluss langfristiger Lieferverträge auf Abnehmerseite zu minimieren. Die Begrenzung der Gaslieferverträge zwischen importierenden Ferngasunternehmen und Weiterverteilern nach Dauer und Höhe könnte dazu führen, dass das Mengenabsatzrisiko nicht hinreichend abgesichert werden kann und dass hierdurch die Investitionsbereitschaft beim Ausbau der Importinfrastruktur gemindert wird.

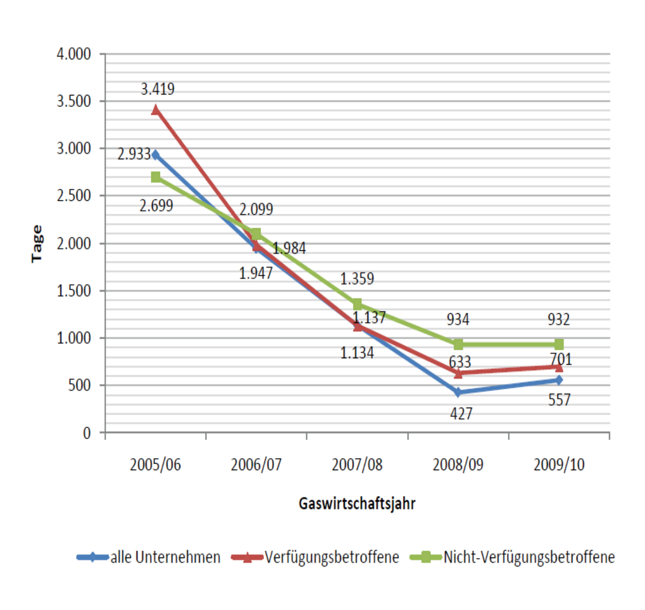
Andererseits haben langfristige Lieferverträge die kontrakompetitive Wirkung, die im Markt frei verfügbaren Gasmengen zu reduzieren, da ein erheblicher Teil der potenziellen Anbieter und Nachfrager durch die Verträge langfristig gebunden ist. Ohne freie Kapazitäten verringert sich die Möglichkeit des Markteintrittes neuer Gasversorgungsunternehmen, da die Gewinnung von Kunden auch unter Voraussetzung von wettbewerbsfähigen Angeboten und eines funktionsfähigen Netzzugangs in diesem Fall kaum möglich ist. Bemühungen zur Schaffung eines wettbewerblichen Gasmarktes werden hierdurch beeinträchtigt. Einer Abschottung der der Importstufe nachgelagerten Wirtschaftsstufen kann durch das Verbot langfristiger Gaslieferverträge entgegengewirkt werden.

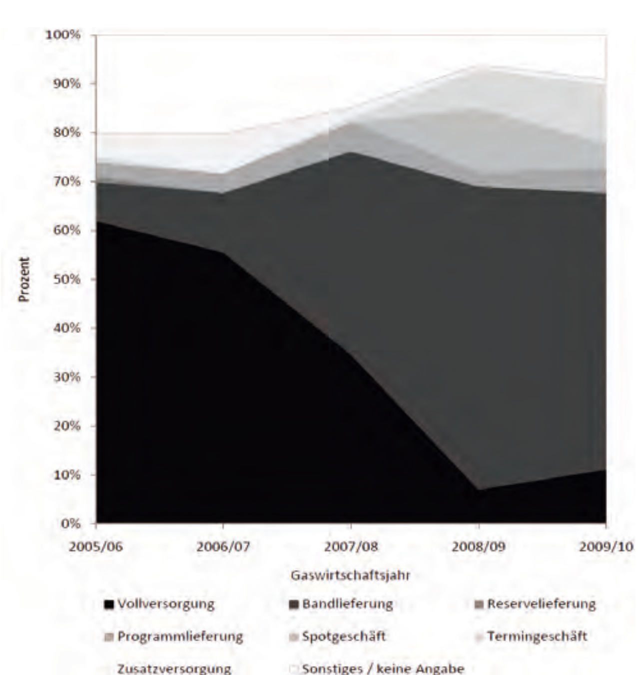
595. Nach Auffassung der Monopolkommission bestehen insoweit Parallelen zur Frage der Gas-Ölpreisbindung, durch die das Preisrisiko aus dem Abschluss ölpreisgebundener Importverträge an Folgeabnehmer der Gaslieferkette weitergegeben wird.[516] Im Gegensatz zur

[516] Vgl. Abschnitt 5.2.2.3.

Abbildung 5.8

Entwicklung von Vertragslaufzeiten und Produktanteilen am Bezugsportfolio





Quelle: BKartA, Bericht über die Evaluierung der Beschlüsse zu langfristigen Gaslieferverträgen, 15. Juni 2010, S. 33, 34

Frage der Ölpreisbindung wurde durch den Abschluss langfristiger Gaslieferverträge jedoch die Chance zum Eintritt ungebundener Akteure in den Markt effektiv verhindert, da die langfristige Bindung der verfügbaren Kapazitäten geeignet war, eine Marktverschlusswirkung zu entfalten.

596. In ihrem letzten Energiesondergutachten aus dem Jahr 2009 hat die Monopolkommission prospektiv Zweifel daran geäußert, dass die Wettbewerbsentwicklung mit Ablauf der Verfügung soweit fortgeschritten sein werde, dass auf eine Verlängerung des Verbots verzichtet werden kann.[517] Sie hat zudem angeregt, eine Sektoruntersuchung durchzuführen, um die wettbewerblichen Bedingungen auf dem entsprechenden Markt genauer zu untersuchen. Letzteres ist nach Ansicht der Monopolkommission mit Abschluss des Evaluierungsberichtes angemessen geschehen.

597. Die Marktverschlusswirkung schätzt die Monopolkommission heute nicht mehr in demselben Maß als problematisch ein wie vor zwei Jahren. Erstens ist es auch aufgrund der veränderten Angebotsstruktur auf den Großhandelsmärkten und des zunehmenden Angebots freien Gases (insbesondere verstärkt durch den LNG-Handel) zu einer relativen Verbesserung der Markteintrittsbedingungen gekommen. Zweitens sieht die Monopolkommission bei den Akteuren im Markt kaum die Gefahr gegeben, dass diese zur alten Situation langfristiger Vertragsbindungen zurückzukehren. Das Investitionsrisiko auf der Stufe des Erstimports ist dadurch zwar erhöht; vor dem Hintergrund des wachsenden börslichen Gashandels und der zunehmenden Spotmarktbindung von Importverträgen bleibt dieses Risiko aus Sicht der Monopolkommission jedoch in einem akzeptablen und in anderen Branchen ebenfalls üblichen Bereich.

Aufgrund der jüngeren Entwicklungen an den Gasgroßhandelsmärkten stimmt die Monopolkommission nun mit dem Bundeskartellamt überein, dass die gegenwärtigen Wettbewerbsverhältnisse nicht mehr darauf hindeuten, dass nach Ablauf der Regelungen zur Begrenzung der Laufzeiten von Gaslieferverträgen am 30. September 2010 zukünftig wieder langfristige Vertragsbindungen eingegangen werden. Eine auf Marktmacht basierende Marktverschlusswirkung ist daher nicht zu erwarten, sodass nach Auffassung der Monopolkommission auf eine Verlängerung der Regelungen zur Begrenzung der Laufzeiten von Gaslieferverträgen bis auf Weiteres verzichtet werden kann.

5.3.2 Lieferverträge mit Take-or-pay-Klauseln in Verbindung mit Weiterverkaufsverboten (Bundeskartellamt)

598. In den Jahren 2009 und 2010 ist das Bundeskartellamt gegen eine Reihe von Gaslieferanten wegen des Verdachts von Wettbewerbsbeschränkungen vorgegangen, der sich aus Weiterverkaufsverboten in Verbindung mit Take-or-pay-Verpflichtungen in Gaslieferverträgen ergeben hatte.[518] Gaslieferverträge mit Take-or-pay-Klauseln sind dadurch gekennzeichnet, dass der vertragsschließende Abnehmer eine bestimmte Gasmenge – die Jahresabnahmepflicht bzw. der Minimum Take – bezahlen muss, auch wenn er diese Menge tatsächlich nicht abgenommen hat. Regelmäßig erlauben Gaslieferverträge mit Take-or-pay-Vereinbarung dem Abnehmer, auch über die Jahresabnahmepflicht hinaus flexibel Gasmengen zu einem vertraglich vereinbarten Preis zu beziehen. Der Abruf solcher Zusatzmengen ist häufig durch eine vertragliche Höchstmenge – den Maximum Take – nach oben beschränkt. Neben solchen Take-or-pay-Klauseln wurden in den Gaslieferverträgen häufig Weiterverkaufsverbote vereinbart. Das abgenommene Gas darf danach nur durch den vertraglichen Abnehmer direkt verwertet oder gespeichert werden, während ein Weiterverkauf am Sekundärmarkt vertraglich ausgeschlossen wird. Einschränkungen des Weiterverkaufs waren bis in das Jahr 2005 in § 22 Absatz 1 der Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden (AVBGasV) vorgesehen[519] und wurden auf dieser Grundlage vielfach in die allgemeinen Geschäftsbedingungen bzw. in die Lieferverträge der Energielieferanten aufgenommen. 2006 wurden diese Vorschriften jedoch gestrichen.

599. Insbesondere im Jahr 2009 hat die sich konjunkturell abschwächende Nachfrage nach Gas dazu beigetragen, dass viele Kunden die Mindestmenge nicht mehr abnehmen konnten. Ursachen hierfür waren, dass kein eigener Bedarf bestand, keine ausreichenden Speichermöglichkeiten gegeben waren und ein Sekundärhandel vertraglich ausgeschlossen war. Die betreffenden Gasmengen wurden zwar von den eigentlichen Abnehmern bezahlt, der Lieferant brauchte dieses Gas aber gegebenenfalls tatsächlich nicht zu liefern (Mindermengen). Abhängig von den Gasbezugsverträgen des Gaslieferanten, in denen zumeist ebenfalls Take-or-pay-Vereinbarungen enthalten sind, konnte der Lieferant die nicht abgenommene Menge entweder selber abbestellen oder an den Märkten erneut veräußern.

600. Bereits in seiner Sektoruntersuchung zur Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungsnetzen hatte das Bundeskartellamt im Jahr 2009 die Ansicht vertreten, dass Weiterverkaufsverbote in Verbindung mit Take-or-pay-Klauseln problematische Wettbewerbswirkungen zur Folge haben können.[520] Bei den Weiterverkaufsverboten handele es sich um totale Kundenbeschränkungen und damit um Kernbeschränkungen im Sinne von Artikel 4 lit. b) Vertikal-GVO[521], bei der eine Gruppenfreistellung nicht

[517] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 502.

[518] In einzelnen Fällen waren neben Gas- auch Stromlieferungen betroffen. Die nachfolgende Betrachtung fokussiert auf Gaslieferungen, ist jedoch im Grundsatz auf die Stromlieferungen übertragbar.

[519] In Fällen von Stromlieferungen bestand eine analoge Regelung durch die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV).

[520] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungsnetzen, a. a. O., S. 26 ff., 31 ff.

[521] Verordnung (EU) Nr. 330/2010 der Kommission vom 20. April 2010 über die Anwendung von Artikel 101 Absatz 3 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf Gruppen von vertikalen Vereinbarungen und abgestimmten Verhaltensweisen, ABl. EU Nr. L 102 vom 23. April 2010, S. 1.

gegeben sei.[522] In den durch die Sektoruntersuchung bekannt gewordenen Fällen seien zudem derzeit weder Effizienzvorteile noch eine angemessene Verbraucherbeteiligung ersichtlich.[523]

Das Amt hat daraufhin auf Basis von § 1 GWB und Artikel 101 AEUV 20 Kartellverfahren eingeleitet, von denen mittlerweile 17 durch Zusagenentscheidungen gemäß § 32b GWB abgeschlossen wurden. Die Verfahren betreffen insbesondere Verträge zwischen Gaslieferanten und industriellen Endkunden.[524] Eine Wettbewerbsbeschränkung erkennt das Bundeskartellamt grundsätzlich in einer Beschränkung des Sekundärhandels, da die Weiterverkaufsverbote das Angebot von überschüssigem Gas auf den Sekundärmärkten verhindern.[525] In Bezug auf Mengen, die über der Jahresabnahmepflicht liegen, argumentierte das Amt allerdings, dass diese im Hinblick auf ihren flexiblen Abruf nach vorläufiger Ansicht weniger bedenklich erscheinen.[526] Im Jahr 2010 hat das Bundeskartellamt mehrere der eingeleiteten Kartellverfahren gegen die entsprechenden Lieferanten durch Zusagenbeschlüsse abgeschlossen. Im Rahmen der Zusagen haben sich die meisten Unternehmen verpflichtet, in ihren bestehenden und zukünftigen Gasliefervertägen auf einen Zustimmungsvorbehalt zur Weiterlieferung von Mindermengen zu verzichten und ihre Kunden davon durch die Veröffentlichung dieser Information in Kenntnis zu setzen.

601. Nach Einschätzung der Monopolkommission sind bei der Bewertung von Take-or-pay-Klauseln und Weiterverkaufsverboten in Bezugsverträgen zwei gegenläufige ökonomische Wirkungen zu beachten.

602. Einerseits ist zu berücksichtigen, dass Weiterverkaufsverbote in diesem Fall Vertragsoptionen darstellen, die positive Effizienzwirkungen mit sich bringen können. Take-or-pay-Klauseln führen dazu, dass der Lieferant sein Mengenrisiko vertraglich absichern kann. Der Abnehmer – z. B. ein Industriekunde – kann seinerseits für die Übernahme dieses Risikos einen Abschlag in den Bezugspreisen verlangen. Ist der Endkunde nicht in der Lage, die Jahresmindestmengen abzunehmen, kann ein Weiterverkaufsverbot in dieser Situation Effizienzwirkungen zur Folge haben, die anhand eines Vergleichs der Situationen mit und ohne Weiterverkaufsverbot aufgezeigt werden sollen:

Besteht ein Weiterverkaufverbot, dann kann der Industriekunde Mindermengen vom Gaslieferanten gegebenenfalls nicht abnehmen und die Mengen werden nicht geliefert. Der Lieferant des Industriekunden kann in diesem Fall selbst auf den Bezug der Mindermengen bei seinem eigenen Vorlieferanten verzichten, sofern er nicht in seinen eigenen Bezugsverträgen selbst durch eine eigene Mindestabnahmepflicht an den Bezug gebunden ist. Er wird auf die Abnahme insbesondere dann verzichten, wenn sein eigener Bezugspreis über dem aktuellen Marktpreis liegt.[527] Dies kann zur Folge haben, dass z. B. bei Importbezug geringere Gasmengen aus dem Ausland bezogen werden.

Enthielte der Vertrag mit dem Industriekunden eine Take-or-pay-Klausel, jedoch kein gleichzeitiges Weiterverkaufsverbot, dann würde der Industriekunde auf die für den Eigenverbrauch nicht benötigten Mengen nicht verzichten, sondern diese am Sekundärmarkt veräußern, um seine Kosten zu senken. Durch den zusätzlichen Absatz würde der Gaspreis auf den Sekundärmärkten so lange fallen, bis das zusätzlich angebotene Gas vollständig abgesetzt worden ist.

Wohlfahrtsökonomisch ist der erste Fall eines Minderbezuges von importiertem Gas in der Regel von Vorteil, da in dieser Situation geringere Gasmengen aus teuren Importverträgen erworben werden, während im zweiten Fall der volle Importbezug von Erdgas erfolgt, der nur durch Abgabe unter Einkaufspreis am Markt veräußert werden kann.[528] Daraus folgt, dass die Weiterverkaufsverbote wohlfahrtsökonomisch von Vorteil sein können bzw. dass ihr Verbot statische Effizienzverluste zur Folge haben kann.

603. Weiterverkaufsverbote können andererseits auch dazu eingesetzt werden, Gasmengen vom Sekundärmarkt fernzuhalten, um auf diese Weise etwa den Aufbau liquider Spotmärkte als Gasbezugsoption zu behindern. Dabei entstehen insbesondere dynamische Ineffizienzen infolge mangelnden Wettbewerbsdrucks. Der Minderbezug des Erdgases wird in diesem Fall strategisch eingesetzt, um Konkurrenz zu den eigenen Großhandelsangeboten auszuschließen und die bereits vorliegende eigene Marktmacht abzusichern. Fraglich ist jedoch, wie realistisch diese Annahme im Bezug auf die vorliegenden Weiterverkaufsverbote ist. Grundsätzlich ist davon auszugehen,

---

[522] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungsnetzen, a. a. O., S. 26.

[523] Vgl. ebenda, S. 27.

[524] Neben industriellen Endkunden waren vereinzelt auch Lieferverträge mit Gewerbekunden, sonstigen Letztverbrauchern und Weiterverteilern betroffen. 16 der 17 durch Zusagenbeschlusse abgeschlossene Verfahren betreffen Gaslieferverträge. Davon waren in vier Fällen zusätzlich Stromlieferungen betroffen, ein Fall betrifft ausschließlich Stromlieferungen.

[525] In den erfolgten Zusagenbeschlüssen erläutert das Bundeskartellamt die Wettbewerbsbeschränkung wie folgt: „Die von dem Weiterverkaufsverbot ausgehende Wettbewerbsbeschränkung besteht aus einer Behinderung des Sekundärhandels mit Erdgas auf dem betroffenen Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Industriekunden (Gasgroßkunden) sowie gegebenenfalls auf anderen Gasvertriebsmärkten, auf denen die betroffenen Abnehmer das überschüssige Gas anbieten könnten. Die wirtschaftliche Bedeutung der Wettbewerbsbeschränkung ist erheblich.“ Vgl. BKartA, Beschluss vom 5. Juli 2010, B10-45/09 „Erdgas Münster“, Rn. 16 f.

[526] In den erfolgten Zusagenbeschlüssen weist das Amt darauf hin, dass diese Frage im vorliegenden Fall jedoch keiner Entscheidung bedürfe; vgl. BKartA, B10-45/09, Rn. 14.

[527] Diese Konstellation ist vor allem in konjunkturell schwachen Zeiten wahrscheinlich, in denen auch vermehrt Mindermengen anfallen.

[528] Dabei wird angenommen, dass der Marktpreis unter dem Importpreis liegt. Davon ist hier auszugehen, da der Lieferant selbst auf den Importbezug von Erdgas nicht verzichten würde, wenn er das Gas mit Gewinn auf dem Sekundärmarkt veräußern könnte. Im Fall des Industriekunden fallen Mindermengen vor allem in Zeiten konjunkturell bedingt schwacher Nachfrage an, in denen die Spotmarktpreise typischerweise niedrig sind. Vgl. auch Abschnitt 5.2.2.

dass sowohl Lieferant als auch Abnehmer in der Regel einen Anreiz haben, auch bei Bestehen der Weiterverkaufsverbote die Mindermengen so zu nutzen, dass diese schließlich immer am Sekundärmarkt gehandelt werden. Für Lieferanten ist es insbesondere dann erforderlich, das Gas auf dem Sekundärmarkt abzugeben, wenn sie die vereinbarte Bezugsmenge aufgrund fehlender Flexibilität in den eigenen Bezugsverträgen abnehmen müssen und nicht über ausreichende Speichermöglichkeiten verfügen.[529] Auch der Industriekunde könnte die nicht benötigten Mengen abnehmen und seinen Bilanzkreis überspeisen, sodass er für das Gas eine Vergütung im Rahmen der Verrechnung negativer Ausgleichsenergie erhält. Das Gas bleibt damit im Gesamtmarkt und kann gegebenenfalls sogar in Form negativer Regelenergie die Sekundärmärkte erreichen.

604. Die Monopolkommission sieht im Einklang mit dem Bundeskartellamt prinzipiell die Möglichkeit einer Wettbewerbsbeschränkung durch Weiterverkaufsverbote gegeben. Nach Auffassung der Monopolkommission ist das Vorgehen des Bundeskartellamtes im Hinblick auf ökonomische Effekte der Weiterverkaufsverbote jedoch nicht ausreichend begründet. Es erscheint der Monopolkommission dahingehend notwendig, exakter darzulegen, warum eine strategische Zurückhaltung der Gasmengen mit dem Ergebnis einer Beschränkung des Wettbewerbs wahrscheinlich ist. Von Bedeutung könnte vor allem die Frage sein, ob die Lieferanten gegenüber den betroffenen Industriekunden über Marktmacht verfügen, die durch die strategische Zurückhaltung abgesichert werden könnte.[530] Weiterhin wäre genauer dazulegen, ob die Annahme realistisch ist, dass Mindermengen dem Markt tatsächlich entzogen werden und nicht unabhängig von Weiterverkaufsverboten an die Sekundärmärkte gelangen.

5.3.3 Langfristige Stromlieferverträge mit Exklusivitätsklauseln in Verbindung mit Weiterverkaufsverboten (Europäische Kommission)

605. Langfristige Lieferverträge haben auch die Europäische Kommission beschäftigt. In dem Verfahren COMP 39 386[531] hat die EU-Kommission Langfristlieferverträge hinsichtlich wettbewerbsrechtlich bedenklicher Inhalte untersucht. Betroffen waren die Electricité de France (EDF) S.A. und ihre Tochtergesellschaften, insbesondere die Electricité de Strasbourg S.A., sowie die von ihnen kontrollierten Unternehmen (zusammen nachfolgend „EDF“ genannt). Am 18. Juli 2007 hatte die EU-Kommission EDF über die Verfahrenseinleitung unterrichtet. Das Verfahren wurde am 17. März 2010 aufgrund einer Verpflichtungszusage seitens EDF abgeschlossen.

606. In dem Verfahren grenzte die Europäische Kommission einen sachlichen Markt großer Industrie- und Gewerbekunden (gegenüber industriellen und gewerblichen Kleinkunden sowie Haushaltskunden) ab, die – gegenüber anderen Kunden – von ihrem Recht auf freie Anbieterwahl bereits Gebrauch gemacht hatten. Stromlieferungen zum Ausgleich von Netzverlusten sowie zum Eigenverbrauch schloss die EU-Kommission vom relevanten Markt aus. Räumlich verneinte die Europäische Kommission einen grenzüberschreitenden Strombelieferungsmarkt unter anderem mit Hinweisen auf die geringen Kapazitäten für grenzüberschreitenden Transport, die Häufigkeit und Intensität der Engpässe an den Grenzkuppelstellen sowie die geringe Liquidität auf dem französischen Handelsmarkt.

607. Die EU-Kommission hat in ihrer Mitteilung der Beschwerdepunkte die Auffassung vertreten, dass EDF seine marktbeherrschende Stellung[532] missbräuchlich ausgenutzt und damit gegen Artikel 102 AEUV verstoßen haben könnte. Dabei waren zwei Aspekte relevant: zum einen, dass EDF in Frankreich mit industriellen Stromgroßkunden Verträge abschloss, die aufgrund ihres Anwendungsbereichs, ihrer im Durchschnitt langen Laufzeit und ihrer Art den Markt für Lieferungen an industrielle Großkunden gegenüber Unternehmen abschotten, welche als Stromanbieter (als Haupt- oder Nebenlieferanten) tätig werden wollen. Die EU-Kommission stützt ihre Auffassung insbesondere auf die Tatsache, dass fast alle Lieferverträge von EDF Aspekte beinhalten, welche es verhindern, dass die Stromkunden ihren Strombedarf ganz oder teilweise über alternative Lieferanten hätten decken können. So habe es sich bei fast allen von EDF auf dem relevanten Markt abgeschlossenen Verträgen um Exklusivverträge gehandelt.

608. Zum anderen wurden zwischen EDF und gewerblichen Großabnehmern Lieferverträge mit Weiterverkaufsverbotsklauseln abgeschlossen. Nach Auffassung der EU-Kommission waren solche Klauseln, die Beschränkungen im Hinblick auf die Stromverwendung des Kunden enthalten, schon seit mehreren Jahren weit verbreitet. Solche Klauseln hätten möglicherweise verhindert, dass EDF-Kunden (allein oder mit Unterstützung von spezialisierten Unternehmen) ihr Portfolio optimieren, indem sie z. B. beim Vorliegen günstiger Verkaufsbedingungen Strom verkauften. Derartige Beschränkungen hätten es unmöglich gemacht, dass Industrieunternehmen (selbst oder über einen Vermittler) Strom weiterverkauften, sobald der

[529] Das Bundeskartellamt hat diesen Zusammenhang erkannt und weist in seinen Zusagenbeschlüssen selbst darauf hin, dass der Lieferant das nicht abgenommene Gas am Sekundärmarkt veräußern könnte; vgl. BKartA, B10-45/09, Rn. 27.

[530] Das Amt konnte auf eine Prüfung der Marktmacht bzw. Marktbeherrschung verzichten, da es sein Vorgehen auch auf das Kartellverbot und nicht auf Missbrauchsvorschriften nach §§ 19 ff. GWB bzw. § 102 AEUV gestützt hat.

[531] Vgl. EU-Kommission, Beschluss vom 17. März 2010, COMP/39 386 – Langfristige Stromlieferverträge Frankreich.

[532] Die EU-Kommission konstatiert, dass EDF nach wie vor eine beherrschende Stellung auf dem relevanten Markt einnimmt. So sei der Marktanteil des Unternehmens hoch und es gebe erhebliche Markteintrittsschranken. Zudem werde die Stellung des Unternehmens durch andere Faktoren wie die vertikale Integration von EDF, die es dem Unternehmen erlaube, aus einer Vielzahl von Produktionsmitteln einschließlich der mit geringen variablen Kosten konkurrenzfähigen Mittel Vorteile zu ziehen, und sein großes Kundenportfolio gestärkt.

vertraglich vereinbarte Preis unter dem Marktpreis lag. Die Weiterverkaufsbeschränkungen hätten nicht nur die Zahl möglicher Stromanbieter und die für den Weiterverkauf verfügbaren Mengen begrenzt, sondern möglicherweise auch den Liquiditätsmangel auf dem Handelsmarkt und damit auch die Eintrittsschranken auf dem relevanten Markt verstärkt. Soweit die Weiterverkaufsbeschränkungen auch den Weiterverkauf außerhalb Frankreichs betrafen, hätten sie möglicherweise auch eine stärkere Integration der Strommärkte auf Unionsebene verhindert.

609. EDF bestreitet die missbräuchliche Ausnutzung seiner marktbeherrschenden Stellung, hat aber dennoch mit dem Ziel der Beendigung des Verfahrens Verpflichtungszusagen abgegeben, die bis zum Jahr 2020 reichen. Um auf dem Strommarkt in Frankreich Wettbewerb entstehen zu lassen, muss gewährleistet sein, dass die Konkurrenz von EDF Zugang zu den Kunden hat, die derzeit an EDF gebunden sind. Um die vorgebrachten Bedenken der EU-Kommission auszuräumen, will EDF nun dafür sorgen, dass jedes Jahr im Durchschnitt 65 Prozent der vertraglich gebundenen Strommengen für Großkunden dem Markt wieder zur Verfügung stehen. Dies wird im Zuge auslaufender Verträge erfolgen oder indem den Kunden die Möglichkeit gegeben wird, zu einem anderen Lieferanten zu wechseln, ohne dass ihnen dadurch Nachteile entstehen. Bezüglich der für die Gesamtdauer der Verpflichtungszusagen festgelegten, durchschnittlich auf den Markt zu bringenden Liefermengen wird EDF bei der Erfüllung ein gewisser Spielraum gewährt. Allerdings müssen jedes Jahr mindestens 60 Prozent und durchschnittlich 65 Prozent innerhalb der zehn Jahre der vertraglich gebundenen Gesamtliefermengen wieder auf den Markt gebracht werden. Das heißt, dass jedes Jahr durchschnittlich 65 Prozent des EDF-Portfolios auf dem relevanten Markt angreifbar, also dem Wettbewerb ausgesetzt sein müssen. Als angreifbar gelten in einem Jahr die Durchschnittsmengen von Verträgen, die in dem betreffenden Jahr enden oder als beendet gelten, oder Strommengen, für die der Kunde in dem entsprechenden Jahr von der Möglichkeit des Ausstiegs ohne Entschädigung Gebrauch macht. Auf diese Weise wird die Möglichkeit geschaffen, dass Kunden Strom bei Dritten beziehen und neue Lieferanten in den Markt eintreten und expandieren können. Des Weiteren besteht für EDF eine maximale Vertragslaufzeit neu geschlossener Lieferverträge von maximal fünf Jahren.[533] Außerdem wird EDF seinen Kunden fortan zusätzlich immer auch eine nicht exklusive Vertragsvariante anbieten, die den Kunden die Möglichkeit eröffnet, einen Teil ihres Strombedarfs auch über andere Anbieter zu decken. So könnten Wettbewerber von EDF um Stromkunden werben, die auch mit EDF einen Vertrag haben, was die Entwicklung eines wirksamen Wettbewerbs auf dem Markt für Stromlieferungen an Großkunden in Frankreich begünstige. Diese Verpflichtungszusagen gelten ab 1. Januar 2010 für einen Zeitraum von zehn Jahren. Sie werden nicht gelten, wenn die verkauften Mengen von EDF auf dem Referenzmarkt höchstens 40 Prozent der insgesamt verkauften Mengen im vorangegangenen Kalenderjahr betragen. Die Verpflichtungszusagen verlieren vorzeitig ihre Gültigkeit, wenn die von EDF auf dem Referenzmarkt verkauften Mengen zwei Jahre in Folge nicht mehr als 40 Prozent der insgesamt dort verkauften Mengen ausmachen.

Hinsichtlich des Weiterverkaufsverbots verpflichtet sich EDF, neue Verträge ab dem 1. Juli 2010 nur noch ohne entsprechende Klauseln abzuschließen. In bereits bestehenden Verträgen zwischen industriellen Großkunden und EDF werden Klauseln zur Beschränkung des Weiterverkaufs als nichtig angesehen. Diese Verpflichtungszusage gilt für zehn Jahre und kann nicht vorzeitig aufgehoben werden.

610. Die EU-Kommission lässt offen, inwieweit Weiterverkaufsverbote in Verbindung mit Take-or-pay-Klauseln problematisch sein könnten und fokussiert insoweit lediglich auf Weiterverkaufsverbote.[534] Nach Ansicht des Bundeskartellamtes ist indes vor allem die Kombination aus Take-or-pay-Klausel und Weiterverkaufsverboten problematisch, denn hierbei muss der Kunde auch im Falle eines geringeren Strombedarfs einer Mindestabnahmeverpflichtung nachkommen (Take-or-pay-Klausel), ohne indes die Möglichkeit zu haben, den von ihm bezahlten, aber nicht benötigten Strom weiterverkaufen zu können (Weiterverkaufsverbot). Dennoch können auch reine Weiterverkaufsbeschränkungen den vorhandenen Liquiditätsmangel auf dem Handelsmarkt verstärken; die Monopolkommission sieht insoweit im Einklang mit der EU-Kommission prinzipiell die Möglichkeit einer Wettbewerbsbeschränkung durch Weiterverkaufsverbote gegeben.[535] Sie erachtet diese Problematik allerdings als nicht so gravierend, sofern nicht gleichzeitig Take-or-pay-Klauseln vertraglich festgeschrieben sind.

611. Die Monopolkommission schließt sich der Auffassung der EU-Kommission hinsichtlich der Marktverschlusswirkung der Vertragsgestaltung von EDF an. Bei fast allen von EDF abgeschlossenen Verträgen handelt es sich um Exklusivverträge. Diese Form der Vertragsgestaltung ist aus Wettbewerbssicht bedenklich, da es Kunden unmöglich gemacht wird, benötigte Strommengen auch über Drittanbieter zu beziehen. Gerade industrielle Großkunden sind wichtige Kunden, da sie große Strommengen abnehmen und ihre Nachfrage sehr preiselastisch ist. Mit Blick auf die Laufzeiten der Stromlieferverträge bleibt unklar, wie lang die durchschnittliche Laufzeit der Stromlieferverträge zwischen EDF und den Großkunden tatsächlich war. Es kann aber vermutet werden, dass sie den Zeitrahmen von fünf Jahren, der nun in der Zusagenentscheidung gewählt wurde, deutlich überschritten haben muss. Hinsichtlich der ökonomischen Bewertung langfristiger Verträge sei auf Abschnitt 5.3.1 verwiesen. Relevant erscheint an dieser Stelle insbesondere das Argu-

[533] EDF kann dennoch längere Laufzeiten vereinbaren, sofern diese Verträge unentgeltliche Ausstiegsklauseln für die Kunden mindestens alle fünf Jahre beinhalten.

[534] Wenngleich die EU-Kommission neben vertraglich vereinbarten und tatsächlich abgenommenen Strommengen und Vertragslaufzeiten auch jährliche Mindestabnahmemengen abgefragt hat; vgl. hierzu COMP/39 386, S. 4.

[535] Vgl. auch die Ausführungen in Abschnitt 5.3.2.

ment der antikompetitiven Wirkung langfristiger Verträge, da hierdurch frei verfügbare Strommengen langfristig gebunden und somit Markteintritte neuer Stromversorger verringert werden. Insoweit haben Wettbewerber auf dem französischen Großhandelsmarkt kaum eine Möglichkeit, die marktbeherrschende Stellung von EDF aufzubrechen. Die von EDF getätigten Verpflichtungszusagen scheinen geeignet, neue Anbieter auf dem Markt für Stromlieferungen am industriellen Stromgroßhandelsmarkt in Frankreich zu etablieren und derzeitigen Wettbewerbern mehr Handlungsspielräume zu geben. Die industriellen Stromabnehmer in Frankreich werden fortan unter mehr Anbietern wählen und von einem stärkeren Preiswettbewerb profitieren können.

5.4 Börsenhandel, insbesondere Strombörsenhandel

612. Strom, Gas und CO_2-Emissionsrechte für den deutschen und den österreichischen Markt sowie entsprechende Derivate[536] werden an der EEX, teilweise an der EPEX Spot sowie außerbörslich gehandelt.[537] Geschäfte außerhalb der Börse werden meist unter dem Sammelbegriff OTC („over the counter“) zusammengefasst.[538]

613. Die börslich und OTC-gehandelten Produkte lassen sich nach dem vorgesehenen Erfüllungszeitpunkt in Spot- (day-ahead und intraday) und Termingeschäfte einteilen. Während im Spotmarktbereich typischerweise physisch erfüllt wird, also faktisch Strom bzw. Gas geliefert wird, dient der Terminmarkt überwiegend der Absicherung von Veränderungsrisiken („hedging“) – wohl zunehmend auch dem Erzielen von reinen Handelsgewinnen – und führt in der ganz überwiegenden Anzahl der Fälle lediglich zur finanziellen Erfüllung.

614. Unter OTC-Geschäften werden dabei regelmäßig alle nicht an der Börse getätigten Geschäfte mit den bzw. auf Grundlage der genannten Waren verstanden, wobei neben standardisierten Handelsprodukten vielfach auch Rahmenverträge wie Kapazitätsvorhaltungsverträge, atypische Kraftwerksscheiben oder langfristige Belieferungsverträge eine große Rolle spielen. Der Börsenpreis einer Ware bzw. eines Wertpapiers ist dabei regelmäßig als Referenzpreis auch von Bedeutung für OTC-Geschäfte. Diese werden bislang nur zu einem geringen Teil überhaupt zentral erfasst, machen aber insgesamt ein Vielfaches der an den Börsen gehandelten bzw. abgerechneten Strom- bzw. Gasmengen aus.

615. Anschaulich werden die Verhältnisse zwischen Produktion, Börsen- und OTC-Handel etwa durch die Zahlen für den deutschen Strommarkt 2009 demonstriert. Bei einer bundesweiten Jahresgesamtproduktion von ca. 600 TWh umfassten der Börsenhandel an EEX und EPEX Spot für den deutschen Markt ca. 400 TWh (davon 136 TWh im Day-ahead-Markt, 5,7 TWh im Intraday-Markt und 257 TWh im Terminmarkt), über das System der EEX abgerechnete und damit zentral erfasste OTC-Transaktionen ca. 787 TWh und der OTC-Handel auf den größten fünf Brokerplattformen für Strom ca. 4 700 TWh.[539] Die Summe der anderweit gehandelten und bislang nicht zentral erfassten Strommengen (bilateraler Handel, Lieferverträge etc.) dürfte erheblich sein.

616. Der Gesamtwert der im Jahr 2009 an der EEX gehandelten Terminkontrakte auf Strom, Gas, CO_2 und (in geringem Umfang) Kohle betrug 51,5 Mrd. Euro, der Gesamtwert der 2009 an der EEX und der EPEX Spot für den deutschen Markt intraday und day-ahead gehandelten Mengen Strom, Gas und CO_2 betrug 9,6 Mrd. Euro. Dabei war von 2008 auf 2009 eine erhebliche Steigerung der Volumina auf dem Spotmarkt festzustellen, während die Volumina in den Terminmärkten teilweise ganz erheblich zurückgingen.[540] Jedenfalls für das erste Halbjahr 2010 sind wieder deutliche Volumensteigerungen in Termin- und Spotmärkten zu konstatieren. Im Mai 2011 waren bei der EEX 147 Handelsteilnehmer für den Derivatehandel, bei der EPEX Spot 119 Handelsteilnehmer für den Spotmarkt angemeldet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass viele dieser Handelsberechtigten auch für Rechnung Dritter am Markt auftreten.

5.4.1 Wichtiger Dunkelbereich OTC-Handel

617. Aufgrund ihrer weit überwiegenden Handelsvolumina stellen OTC-Geschäfte ein erheblicher Dunkelbereich dar, auf dem Transaktionen von Handelsteilnehmern (weitestgehend) unbemerkt von anderen Handelsteilnehmern und Regulierungs- wie Aufsichtsbehörden durchgeführt werden können. Der Monopolkommission liegen keine konkreten Anzeichen für eine missbräuchliche Ausnutzung dieser Aufsichtslücke vor; dennoch bestehen nicht unerhebliche Möglichkeiten und Anreize für Marktteilnehmer, über OTC-Geschäfte Einfluss auf den Börsenpreis zu nehmen.

618. Die Europäische Kommission hat dieses Problem erkannt und versucht mit zwei unabhängigen Verordnungsvorschlägen, in die OTC-Märkte zumindest eine gewisse Transparenz einzuführen. Der Vorschlag der Generaldirektion Energie zu einer „Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiemarkts“ („REMIT“)[541] will die Energiemärkte europaweit einer erweiterten Transparenzverpflichung unterstellen und bezieht dabei auch den

---

[536] Derivate bzw. Termingeschäfte im weiteren Sinne sind abgeleitete Finanzprodukte, die die Preisentwicklung der zugrunde liegenden Waren („underlying“) in bestimmter Weise abbilden bzw. Optionen auf spätere Lieferung bzw. Abnahme darstellen, wie etwa Forwards, Futures, Swaps, Optionen, strukturierte Produkte etc.

[537] Eingehender zur Struktur des Börsenmarktes und der EEX vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 157 ff.

[538] Vgl. zur Struktur des Stromgroßhandelsmarktes in allgemeinerer Perspektive Abschnitt 3.1.4.2.

[539] Vgl. dazu eingehender BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 32 f., 160 ff. Die Tatsache, dass die als Termingeschäfte gehandelten Strommengen ein Vielfaches der physisch erzeugten und verbrauchten Mengen darstellen, legt nahe, dass manche dieser Geschäfte nicht allein der Absicherung von tatsächlich gehaltenen Risiken dienen.

[540] Vgl. EEX, Geschäftsbericht 2009, S. 5, online verfügbar unter www.eex.de.

[541] Regulation of the Energy Market Integrity and Transparency, „REMIT“, 8. Dezember 2010, KOM(2010) 726 endg. Die endgültige Verabschiedung der Richtlinie ist für Dezember 2011 geplant.

OTC-Handel mit ein. Der Vorschlag der Generaldirektion Markt für eine „Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister“ („EMIR“)[542] will die Marktstrukturen des OTC-Handels mit Derivaten auf eine weniger krisenanfällige Basis stellen und bezieht dabei Warenderivate mit ein, was auch Strom und Gas einschließen soll.

619. Unabhängig davon hat ein Pilotprojekt für ein Energiehandelsdaten-Reporting im Rahmen des Council of European Energy Regulators (CEER) und der European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) unter Beteiligung vor allem nationaler Regulierungsbehörden, der Europäischen Kommission und der European Federation of Energy Traders (EFET) von Juli 2010 bis Januar 2011 sehr ermutigende Ergebnisse auch in Hinsicht auf die Erfassung von (vorerst nur Strom-)OTC-Handelsvolumina und -strömen erbracht.[543]

620. Die Monopolkommission begrüßt diese Anstrengungen zur Erfassung des OTC-Energiehandels. Sie weist allerdings darauf hin, dass vielfach auch langfristige Lieferverträge, insbesondere mit besonderen Regelungen wie komplexen Preisfestsetzungs- oder -anpassungsklauseln, erheblichen Einfluss auf das Marktgeschehen haben können, bei Langfristverträgen auch Jahre nach deren Abschluss. Die Erfassung solcher Lieferverträge (im Gegensatz zu reinen Handelstransaktionen) dürfte zusätzlichen Aufwand bedeuten, sollte aber – soweit ohne unverhältnismäßige Melde- und Erfassungskosten möglich – zusätzlich erfolgen. Insoweit ist zu berücksichtigen, dass auch bei entsprechend dynamisch angepassten Datendefinitionen der Erhebungsaufwand bei Unternehmen und Behörden sich auf der Zeitachse deutlich verringert.

5.4.2 Institutionelle Strukturen und Aufsicht des Energiebörsenhandels

621. Stromderivate-, Gasspot- und -terminmarkt sowie CO_2-Handel für den deutschen Markt finden an der EEX statt, während seit 2009 der Day-ahead- und Intraday-Stromhandel (Spotmarkt) an der EPEX Spot angesiedelt ist. Die EEX mit Sitz in Leipzig ist eine Anstalt öffentlichen Rechts und wird von der EEX AG sowie deren Tochtergesellschaft EEX Power Derivatives GmbH als Trägergesellschaften betrieben. Die EEX AG ist eine Aktiengesellschaft deutschen Rechts mit einer Vielzahl von Anteilseignern[544] und bietet den deutschen und französischen Terminhandel für Strom sowie den Spot- und Terminhandel für Erdgas und CO_2-Emissionsrechte und den Handel finanzieller Kohle-Futures an. Der Stromspotmarkt für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz wird seit 2009 betrieben von der EPEX Spot SE mit Sitz in Paris, die ein gemeinsames Tochterunternehmen der EEX gemeinsam mit der französischen Energiebörse Powernext darstellt.[545] Die Abrechnung und Abwicklung aller Spot- und Termingeschäfte an EEX und EPEX Spot erfolgt ausschließlich durch die EEX-Tochter European Commodity Clearing AG (ECC).

622. Die EEX unterliegt dem deutschen Börsengesetz[546] und damit der Börsenaufsicht durch das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr. Die Aufsicht erstreckt sich zum einen auf die Einhaltung der börsenrechtlichen Vorschriften und Anordnungen (Rechtsaufsicht), zum anderen auf die ordnungsgemäße Durchführung des Börsenhandels (Marktaufsicht). Die Pariser EPEX Spot unterliegt grundsätzlich allein französischem Börsenrecht, sieht allerdings aufgrund ihrer Aktionärsstruktur und ihrer Kooperationsnatur satzungsrechtlich verschiedene Informations- und Eingriffsrechte für die sächsische Börsenaufsicht vor.

623. Die EEX verfügt, wie in § 7 BörsG vorgesehen, über eine eigenständige Handelsüberwachungsstelle, die täglich alle Daten über den Börsenhandel und die Börsengeschäftsabwicklung erfasst, auswertet und Ermittlungen durchführt, aber auch auf eigene Initiative oder auf Weisung der Börsenaufsichtsbehörde Sonderuntersuchungen anstellen kann. Zur Erfüllung ihrer Aufgaben verfügt die Handelsüberwachungsstelle über weitgehende Auskunfts- und Informationsrechte. Sie unterstützt verschiedene nationale, europäische und internationale Behörden, insbesondere die Börsenaufsicht, die Bundesnetzagentur und die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, und veröffentlicht halbjährlich einen „Market Monitor“ genannten Handelsbericht. Verstöße gegen Börsengesetz bzw. Börsensatzung werden auf Antrag der Börsenaufsicht bzw. der Börsengeschäftsführung in einem Verfahren vor dem nach § 22 BörsG[547] ebenfalls an der EEX angesiedelten Sanktionsausschuss verfolgt.

Zusätzlich betreibt die EEX in Umsetzung sowohl gesetzlicher Veröffentlichungspflichten als auch freiwilliger Selbstverpflichtungen der Branche eine Transparenzplattform, auf der marktnah an zentraler und neutraler Stelle marktrelevante Erzeugungs- und Verbrauchsdaten veröffentlicht werden, um die Transparenz auf dem Großhandelsmarkt weiter zu erhöhen.[548]

---

[542] European Market Infrastructure Regulation, „EMIR“, 15. September 2010, KOM(2010) 484 endg. Bei planmäßiger Verabschiedung könnte die Verordnung ab Ende 2012 umgesetzt sein. Der Vorschlag geht auf die G20-Beschlüsse von September 2009 infolge der Finanzmarktkrise zurück, die in den USA bereits durch den Dodd-Frank-Act im Juli 2010 umgesetzt wurden.

[543] Vgl. CEER, Pilot Project for an Energy Trade Data Reporting Scheme, Final Report, 4 May 2011.

[544] Zum 18. Februar 2011 hatte die EEX AG 43 Anteilseigner mit Kapitalanteilen zwischen 0,01 Prozent (Stadt Leipzig, die Stadtwerke Leipzig halten daneben 7,38 Prozent) bis 35,23 Prozent (EUREX Zürich AG, hier ist eine Aufstockung der Anteile auf 58,19 Prozent vorgesehen). Daneben halten in erster Linie Handelsteilnehmer Kapitalanteile; vgl. http://www.eex.com/de/EEX/EEX AG/Aktionäre.

[545] Daneben unterhält die EEX zahlreiche Kooperationen mit anderen Börsen, darunter anderen europäischen Energiebörsen sowie mit der EUREX, der europäischen Marktführerin für Termingeschäfte.

[546] Börsengesetz vom 16. Juli 2007, BGBl. I S. 1330, 1351; zuletzt geändert durch Artikel 3a des Gesetzes vom 20. März 2009, BGBl. I S. 607.

[547] In Verbindung mit der Verordnung des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr über die Errichtung, Zusammensetzung und das Verfahren börsenrechtlicher Sanktionsausschüsse (Sächsische Sanktionsausschussverordnung), SächsGVBl. 2009, Bl.-Nr. 2, S. 52.

[548] Online erreichbar unter http://www.transparency.eex.com/de/

624. Neben der Börsenaufsicht können die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht auf Grundlage des Wertpapierhandelsgesetzes (WpHG)[549], die Bundesnetzagentur auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes und das Bundeskartellamt auf Grundlage des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen sowie im Stromspotmarkt die französische Commission de la régulation de l'énergie (CRE) auf Grundlage französischer Gesetze tätig werden.[550] Der Emissionszertifikate-Handel hingegen unterliegt – neben allgemeinen Vorschriften – lediglich der spezifischen Aufsicht der Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, die jedoch weder für die Lauterkeit des Handels noch die Kontrolle unzulässiger Marktmachtausübung zuständig ist.

5.4.3 Probleme des Strombörsenhandels im Lichte des Wertpapierhandelsgesetzes und des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen

625. Die in jedem Börsenhandel präsenten Gefährdungen eines effizienten Marktgeschehens sind im Energiebörsenhandel durch besondere Umstände weiter verschärft. Die jedenfalls stark oligopolähnliche Anbieterstruktur betrifft die meisten hier relevanten Märkte – wenn auch in unterschiedlichem Maße. Insbesondere die Nichtspeicherbarkeit und Leitungsgebundenheit von Strom, die jedenfalls kurzfristig sehr geringe Preiselastizität der Nachfrage sowie die Möglichkeiten von (integrierten) Stromproduzenten zur Beeinflussung sowohl von Angebot von als auch von Nachfrage nach Strom stellen erhebliche Einschränkungen der Grundvoraussetzungen der Hypothese effizienter Börsenmärkte dar.

626. Grundsätzlich kann zwar die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht auf dem Börsenterminmarkt Insidergeschäfte nach §§ 14, 38 WpHG und Marktmanipulationen nach §§ 20a, 39 Absatz 1 Nummer 1, Nummer 2, Absatz 2 Nummer 11 WpHG verfolgen (lassen). Allerdings zielen diese Vorschriften nach ihrer Entstehung, ihrem Wortlaut und ihrem Geist auf die Lauterkeit des Börsenhandels ab und können nicht ein zentrales Problem des Strombörsenhandels eindämmen: die Marktmacht auf der Erzeugerstufe.

Daneben stellen sich auch bei einer handelszentrierten Betrachtung erhebliche spezifische Probleme bei der Anwendung von Insiderhandels- und Marktmanipulationsverbot im Stromterminmarkt. Ein Hauptproblem der rechtlichen Erfassung volkswirtschaftlich unerwünschten Verhaltens stellt in jedem Falle die für eine ordnungswidrigkeits- oder strafrechtliche Ahndung verfassungsrechtlich erforderliche Bestimmtheit der zugrunde liegenden Vorschriften (nulla poena sine lege certa) dar.[551]

[549] Gesetz über den Wertpapierhandel in der Fassung der Bekanntmachung vom 9. September 1998, BGBl. I S. 2708; zuletzt geändert durch Artikel 12 des Gesetzes vom 26. Juli 2011, BGBl. I S. 1554.

[550] Vgl. insoweit bereits ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 165 ff. Daneben kann für Energiehandelsunternehmen eine Erlaubnispflicht gemäß § 32 KWG bestehen, unter Umständen auch, soweit sie nur im OTC-Terminhandel tätig sind.

[551] Vgl. hierzu bereits eingehender Monopolkommission Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 164.

627. Das Insiderhandelsverbot nach § 14 WpHG erfasst im Energiehandel lediglich Termingeschäfte, auf den Spotmarkt ist es nicht anwendbar.[552] Doch auch soweit grundsätzlich Insiderhandel unzulässig wäre, leidet die faktische Gesetzesdurchsetzung an mangelnden bzw. lückenhaften Publikationspflichten sowie insbesondere an der mangelnden Anpassung der entsprechenden Vorschriften an die Besonderheiten des Energiebörsenhandels.

628. Das Verbot der Marktmanipulation bleibt in Bezug auf die hier relevanten Praktiken auch nach Konkretisierung durch die Marktmanipulations-Konkretisierungsverordnung (MaKonV)[553] unscharf und damit de facto kaum anwendbar. Das liegt zum einen daran, dass diese keine spezifischen Regelungen für Energiemärkte trifft, sondern lediglich die allgemeinen kapitalmarktrechtlichen Gefährdungslagen abzudecken versucht. Zum anderen fehlt es jedenfalls zum Teil an Veröffentlichungspflichten, die eine Marktmanipulation durch Verschweigen von kurserheblichen Tatsachen überhaupt erst rechtlich erfassbar machen würde. Angesichts der Informationsasymmetrien zwischen den großen, vertikal integrierten und den kleinen Handelsteilnehmern sowie dem entscheidenden Einfluss von Informationen auf die Preisbildung ist jedoch die laufende Veröffentlichung preissensibler Informationen am Energiemarkt zumindest ebenso bedeutsam wie an anderen Börsenmärkten.[554]

629. In Betracht kommt bereits heute etwa die Sanktionierung einer manipulativen Verknappung des Angebots bestimmter Positionen am Markt (cornering bzw. market squeeze) als sonstige Täuschungshandlung im Sinne des § 20a Absatz 1 Satz 1 WpHG in Verbindung mit § 4 Absatz 3 Nummer 1 MaKonV. Dabei wird Einfluss auf die Preisbildung genommen durch den Aufbau einer marktbeherrschenden Stellung mittels Geschäften auf der anderen Marktseite. Die Aufdeckung solcher Praktiken dürfte jedoch vielfach entscheidend von einer Erfassung der Positionen auch am nur teilweise transparenten OTC-Markt abhängen. Angesichts der teilweise relativ geringen Marktliquidität in Peak-Zeiten können für den Aufbau solcher pivotalen Handelspositionen[555] unter Umständen nur geringe finanzielle Investitionen erforderlich sein.[556]

[552] Strom und Gas stellen zwar nach § 2 Absatz 2c WpHG grundsätzlich von diesem Gesetz adressierte „Waren“ dar, werden jedoch nach §§ 12, 2 Absatz 2b WpHG nicht als Insiderpapiere erfasst.

[553] Verordnung zur Konkretisierung des Verbotes der Marktmanipulation vom 1. März 2005, BGBl. I S. 515.

[554] Vgl. hierzu bereits Monopolkommission Sondergutachten 54, a. a. O., Fn. 116.

[555] Pivotal sind Handelspositionen, wenn sie – abhängig vom Zeitpunkt und v. a. von realen und derivaten Handels- und Kapazitätspositionen der anderen Marktteilnehmer und von der Marktnachfrage – zu bestimmten Zeitpunkten eine „marktbeherrschende“ Stellung vermitteln; vgl. anschaulich die vom Bundeskartellamt für das Kartellrecht angenommene parallele Einzelmarktbeherrschung, dazu unten Tz. 630 f.

[556] Vgl. zu den Problemen der Marktmanipulation in Energiemärkten aus US-amerikanischer Sicht etwa Pirrong, C., Energy Market Manipulation: Definition, Diagnosis, and Deterrence, Energy Law Journal 31(1), 2010, S. 1–20.

630. Das durch das Bundeskartellamt und die Zivilgerichte durchsetzbare kartellrechtliche Verbot des Missbrauchs marktbeherrschender Stellungen nach § 19 GWB ist zwar präzise auf das Marktmachtproblem zugeschnitten, setzt aber eine Marktmacht des Handelnden voraus, die in Verbindung mit dem Energiebörsenhandel jedenfalls nach typischen kartellrechtlichen Kriterien im Regelfall sehr schwierig nachzuweisen sein dürfte. Erschwerend kommt hinzu, dass es sich in den meisten Fällen um Preismissbrauch handeln dürfte, dessen Feststellung insbesondere aufgrund der Komplexität der vorzunehmenden Kostenzuordnungen notorisch schwierig ist.[557] Insoweit erwartet die Monopolkommission zwar, dass Nachweisprobleme mit dem Aufbau einer detaillierten Marktüberwachung bzw. zunehmenden Erfahrungen des Bundeskartellamtes im Umgang mit großen Datenmengen beherrschbarer werden. Dabei ist allerdings nach den Erfahrungen mit der Preisregulierung sehr wahrscheinlich, dass die Regelunterworfenen durch ständige Anpassungen eine wirkungsvolle Aufsicht zumindest erheblich behindern („Hase-Igel-Problem“). In jedem Fall erscheint der Monopolkommission der Aufbau von Expertise in dieser Hinsicht auch im Bundeskartellamt wünschenswert; Grundlage jeder effektiven Verfolgung von unlauterem Verhalten an der Energiebörse ist jedoch die Schaffung einer laufenden Datenbasis, die möglichst alle relevanten Struktur-, Produktions- und Handelsmerkmale übergreifend erfasst.

631. In seinem Abschlussbericht der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel geht das Bundeskartellamt von einer individuellen Einzelmarktbeherrschung jeweils der vier großen Stromerzeuger über den Energiegroßhandelsmarkt aus.[558] Aufgrund der Besonderheiten des Energiehandels hänge die Befriedigung der Nachfrage zu gewissen Zeitpunkten von jedem einzelnen der großen Stromproduzenten für sich genommen ab, sodass selbst bei Nichterreichen der Marktanteilvermutungsschwellen des § 19 Absatz 3 Satz 1 GWB Marktbeherrschung vorliege. Eine derartige Feststellung von Einzelmarktbeherrschung in wesentlich oligopolistisch strukturierten Märkten bei jedenfalls nicht nachweislich fehlendem effektivem Binnenwettbewerb scheint zwar in mancher Hinsicht innovativ, kann aber nach Auffassung der Monopolkommission mit § 19 GWB erfasst werden. Insoweit sollten insbesondere die Gerichte nicht aus den Augen verlieren, dass eine geordnete Rechtsfortbildung vor allem in dynamischen Märkten – wie den hier betroffenen – Grundvoraussetzung jeder effektiven Rechtsdurchsetzung ist.

632. Das Bundeskartellamt hat zur Ermittlung der Marktmachtverhältnisse unter anderem die für derartige Messungen konzipierten Pivotal Supplier Index (PSI) und Residual Supply Index (RSI) herangezogen.[559] Diese messen mit der Pivotalität – also der situativen Unverzichtbarkeit – eines Anbieters und der Verfügbarkeit alternativ angebotener Kapazitäten die Marktmacht einzelner Anbieter zu einem gegebenen Handelszeitpunkt. Die Monopolkommission begrüßt die zusätzliche hervorgehobene Heranziehung von PSI und RSI für die Ermittlung von Marktmacht.[560] Gerade die zeitscharfe Ermittlung genauer Marktmachtverhältnisse dürfte allerdings auch zu dem Ergebnis führen, dass je nach Marktsituation unterschiedliche, unter Umständen auch kleinere Unternehmen marktmächtig sind. Insoweit bietet sich etwa eine erste grobe Differenzierung nach Peak- und Off-Peak-Stunden an.[561] Insgesamt scheint nach Auffassung der Monopolkommission vielversprechend, die Differenzierungen des im Kapitalmarktrecht diskutierten Marktmachtbegriffs auch für das Kartellrecht nutzbar zu machen.[562]

633. Festzuhalten bleibt als Zwischenergebnis, dass beim Stand der Datenverfügbarkeit und der Gesetzeslage im August 2011 das Verbot unlauteren bzw. kartellrechtswidrigen Verhaltens an den Energiehandelsmärkten trotz teilweise erheblicher Bemühungen der zuständigen Behörden weitgehend ohne Wirksamkeit bleiben dürfte. Daneben ist insbesondere bei der Anwendung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen eine behutsame Anpassung überkommener Gesetzesauslegungen unabdingbar.

5.4.4 Effektivität der bestehenden Regelungen und Reformvorschläge

634. Die Grenzen der Möglichkeiten, mit den bisherigen Instrumenten volkswirtschaftlich schädliches, unerwünschtes Verhalten zu verhindern bzw. zu sanktionieren, werden deutlich bei einer Durchsetzungsbilanz: So waren im Mai 2011 die ersten beiden Fälle vor dem seit 2009 bestehenden Sanktionsausschuss der EEX anhängig.[563] Die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht hat seit Bestehen der EEX einige Ermittlungen durchgeführt; in dem einzigen Fall, in dem sie die Ermittlungsakten an die für die Verfolgung von WpHG-Verstößen zuständige Staatsanwaltschaft weitergegeben hat, lehnte diese die Eröffnung eines Ermittlungsverfahrens ab, da ihr kein ausreichender Anfangsverdacht gegeben schien.[564] Auch von Verbraucherschützern erstattete Strafanzeigen gegen Energieversorgungsunternehmen führten mangels ausreichenden Anfangsverdachts nicht zur Eröffnung eines Er-

---

557 Vgl. insoweit eingehender Monopolkommission, Hauptgutachten 2008/2009, a. a. O., Tz. 420 ff.

558 Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 96 ff. Vgl. zur Sektoruntersuchung umfassender Abschnitt 5.1.2.2, insbesondere Tz. 475.

559 Vgl. dazu eingehender Tz. 444 ff.

560 Vgl. hierzu bereits die Empfehlungen der Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 181 ff.; Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 80, 106.

561 Vgl. zu konzeptionellen Grundlagen der Ermittlung von Marktmacht in Energiehandelsmärkten etwa Ockenfels, A., Strombörse und Marktmacht, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57(5), 2007, S. 44–58.

562 Vgl. Tz. 628 (cornering bzw. squeeze) mit weiteren Verweisen.

563 Mündliche Auskunft des Leiters der sächsischen Börsenauskunft vom 9. Mai 2011.

564 Vgl. etwa die Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/4309 –, Bundestagsdrucksache 17/4469 vom 20. Januar 2011, S. 2.

mittlungsverfahrens. Die umfangreichen Anstrengungen des Bundeskartellamtes bei der Untersuchung des Energiegroßhandels schließlich erbrachten auch keine Hinweise auf rechtswidriges Verhalten.[565]

Auch die für den Stromspotmarkt grundsätzlich zuständige französische Commission de la régulation de l'énergie hat zum einen in erster Linie den französischen Markt im Blick und zum anderen – soweit ersichtlich – ähnlich der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht und der Bundesnetzagentur bislang kein insoweit relevantes regelwidriges Verhalten feststellen können.[566]

635. Die beschriebenen Probleme sind in der Fachöffentlichkeit schon länger bekannt[567] und haben Ende 2010/ Anfang 2011 zu einer Reihe von Reformvorhaben auf europäischer Ebene geführt: Neben der oben diskutierten – anderweitig veranlassten – Einbeziehung von OTC-Geschäften in die Finanzmarktregulierung sind hier insbesondere von Interesse die Reformprozesse der Marktmissbrauchsrichtlinie[568] und der Finanzmarktrichtlinie[569]. Unmittelbar auf die Imperfektionen der Energiemarktaufsicht zielt der vorgenannte Vorschlag einer „Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiemarkts" (REMIT).

636. Der REMIT-Vorschlag intendiert die Schaffung eines einheitlichen, EU-weiten Rechtsrahmens, der Marktmissbrauch auf Energiebörsen- und -OTC-Märkten durch Transparenz-, Informations-, Verbots- und Sanktionsvorschriften unterbinden soll. Dazu werden energiemarktspezifische Insiderhandels- und Marktmanipulationstatbestände detailliert definiert; daneben sind umfangreiche (Teil-)Veröffentlichungspflichten für Marktteilnehmer vorgesehen.[570] Zusätzlich soll die EU-Kommission die Befugnis erhalten, einzelne zentrale Begriffe mittels delegierter Rechtsakte gemäß Artikel 290 AEUV weiter zu „verdeutlichen". Für die Umsetzung soll die durch das dritte Energiebinnenmarktpaket geschaffene EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden[571] (ACER) weitere Aufgaben übernehmen, insbesondere die zentrale Erfassung von Informationen über die Kapazität von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung, zum Verbrauch oder zur Übertragung/Fernleitung von Strom oder Erdgas zum Zweck der Überwachung der Energiegroßhandelsmärkte. Die EU-Kommission soll auch insoweit die Befugnis erhalten, mittels delegierter Rechtsakte Inhalt, Form und Zeitpunkt der Datenerhebung sowie „gegebenenfalls" Schwellenwerte für die Meldung von Transaktionen festzusetzen. Auf Grundlage dieser Daten soll ACER selbständig und parallel zu den weiterhin zuständigen nationalen Regulierungs- und Aufsichtsbehörden den Energiegroßhandel überwachen. Daneben soll ACER Daten unter anderem mit den nationalen Regulierungsbehörden, den Finanz- und Wettbewerbsbehörden austauschen.

637. Die Monopolkommission begrüßt diesen Vorschlag der EU-Kommission. Angesichts immer stärker vernetzter europäischer Energiemärkte (nicht zuletzt der deutsch-französischen Trennung in Spot- und Terminbörsenhandelsplätze) kann eine effektive Beaufsichtigung der Energiemärkte nur im europäischen Verbund stattfinden. Die von der Monopolkommission seit vier Jahren geforderte Anpassung von Insiderhandels- und Marktmanipulationsverboten an die Besonderheiten der Energiemärkte wird weiter erheblich aufgewertet durch die Befugnisse der EU-Kommission zur dynamischen Nachsteuerung über delegierte Rechtsakte sowohl in Bezug auf die Tatbestände als auf die Datenerfassungsmodalitäten. Eine wichtige Erkenntnis aus der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes ist schließlich die entscheidende Rolle der Datenqualität und -reichweite, sodass der Wert einer dynamischen Fortentwicklung der Datenerfassung kaum überschätzt werden kann.

638. Im Wesentlichen deckt der REMIT-Vorschlag die oben dargestellten Imperfektionen des Kapitalmarktrechts ab und erfüllt im Kern auch die früheren Forderungen der Monopolkommission nach einer Effektivierung der Aufsichtsvorschriften. Insbesondere die beabsichtigte Schaffung eines detaillierten europaweiten Datenpools in Verbindung mit Kooperationspflichten von ACER gegenüber den nationalen Finanzaufsichts- und Kartellbehörden dürfte schon über dessen Drohwirkung der faktischen Ineffektivität der Verbote unlauteren bzw. kartellrechtswidrigen Handelns in den Energiemärkten teilweise wirksam begegnen.

Während hinsichtlich der beteiligten Behörden in erster Linie die Datenqualität und darauf aufbauend deren Analysefähigkeit kritisch sein dürfte, kommt in Bezug auf die veröffentlichten Daten ganz entscheidend die Mitberücksichtigung eventuell betroffener Geschäftsgeheimnisse sowie der Gefahr einer transparenzbasierten Steigerung der Möglichkeiten oligopolistischer Koordination hinzu.

---

[565] Vgl. die Ergebnisse in BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., dort insbesondere S. 30 f.

[566] Vgl. CRE, Le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel, Rapport 2009–2010, Octobre 2010, sowie die in der einschlägigen Kategorie der Internetrepräsentanz der Commission de la régulation de l'énergie aufgelisteten Fälle, http://www.cre.fr/fr/marches/surveillance_des_marches_de_gros/deliberations_et_rapports.

[567] Vgl. etwa bereits Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 188 ff. sowie die dort zitierten Quellen.

[568] Richtlinie 2004/72/EG der Kommission vom 29. April 2004 zur Durchführung der Richtlinie 2003/6/EG des Europäischen Parlaments und des Rates – Zulässige Marktpraktiken, Definition von Insider-Informationen in Bezug auf Warenderivate, Erstellung von Insider-Verzeichnissen, Meldung von Eigengeschäften und Meldung verdächtiger Transaktionen […], ABl. EU Nr. L 162 vom 30. April 2004, S. 70. Der öffentliche Konsultationsprozess zu deren Reform wurde am 23. Juli 2010 abgeschlossen.

[569] Richtlinie 2004/39/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. April 2004 über Märkte für Finanzinstrumente, zur Änderung der Richtlinien 85/611/EWG und 93/6/EWG des Rates und der Richtlinie 2000/12/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung der Richtlinie 93/22/EWG des Rates, ABl. EU Nr. L 145 vom 30. April 2004, S. 1. Der öffentliche Konsultationsprozess zu deren Reform wurde am 2. Februar 2011 abgeschlossen.

[570] Der Vorschlag nennt als Beispiele Informationen über die Kapazität von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung, zum Verbrauch oder zur Übertragung/Fernleitung von Strom oder Erdgas.

[571] Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl. EU Nr. L 211 vom 14. August 2009, S. 1.

639. Wünschenswert bleibt darüber hinaus jedoch die Einbindung auch des CO_2-Zertifikatehandels in das Aufsichtsregime[572] sowie insbesondere die Definition elektronischer Datenschnittstellen zur automatisierten Datenerfassung. Durch Letztere und deren Implementierung in die wohl von allen Handelsteilnehmern und sonstigen Beteiligten verwendete (unterschiedliche) Unternehmenssoftware ließen sich ganz erhebliche Kosten sowohl auf Unternehmens- wie auf Behördenseite einsparen und die Kosten einer Anpassung der Berichtspflichten minimieren.

Weitergehend kann festgestellt werden, dass teilweise erhebliche Interdependenzen zwischen den verschiedenen Teilmärkten eines Energiehandelsmarktes im weiteren Sinne bestehen, der sich in erster Linie zusammensetzt aus den Primärenergieträgern Gas, Öl, Kohle, nukleare Materialien sowie dem Energieerzeugnis Strom.[573] Vor dem Hintergrund der für die Energiemärkte im engeren Sinne (Gas und Strom) wohl allgemein anerkannten Notwendigkeit höherer Transparenz nicht nur für die Aufsichtsbehörden gibt die Monopolkommission zu bedenken, dass eine gesteigerte Transparenz auch in Bezug auf die größtenteils auf anderen Handelsplätzen und überwiegend OTC-gehandelten Energieträger Öl, Kohle und nukleare Materialien wünschenswert wäre.

5.5 Möglicher Mehrwert einer deutsch (-französisch)en Markttransparenzstelle

640. Die von der Monopolkommission bereits 2007 und 2009 vorgeschlagene Errichtung eines systematischen Market Monitoring bzw. einer zentralen Markttransparenzstelle für den Energiegroßhandelsmarkt[574] war im Frühjahr 2011 bis zu einem informellen Gesetzentwurf gediehen, der allerdings dann vor dem Hintergrund der vorbesprochenen, teilweise deckungsgleichen Vorschläge der EU-Kommission zur Förderung der Markttransparenz und Marktintegrität im Energiehandel (REMIT) zunächst nicht weiterverfolgt wurde. In der Folge sind durch das am 4. August 2011 in Kraft getretene Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften[575] in Umsetzung von entsprechenden Vorgaben des dritten Energiebinnenmarktpakets[576] einzelne Monitoringaufgaben auf Bundesnetzagentur und insbesondere auf das Bundeskartellamt übertragen worden.

641. Die Diskussion um den Aufbau eines Market Monitoring ist eng verbunden mit der Schaffung einer für die Durchführung zuständigen Markttransparenzstelle. Ob und wieweit eine deutsche zentrale Markttransparenzstelle gegenüber der im REMIT-Vorschlag vorgesehenen Zusammenarbeit zwischen ACER und Bundesnetzagentur noch einen echten Mehrwert erbringen kann, erfordert eine kritische Betrachtung. ACER wird – ein Inkrafttreten der REMIT-Verordnung vorausgesetzt – bereits mit erheblichem Aufwand Daten spezifizieren, erheben und in Deutschland der Bundesnetzagentur, dem Bundeskartellamt und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht zur Verfügung stellen. Eine rein deutsche Marktüberwachungs- oder -transparenzstelle würde diese Arbeiten teilweise duplizieren und könnte grenzüberschreitende Transaktionen nur teilweise erfassen. Daneben gilt zu beachten, dass weitere Datenerhebungen zusätzlich zu denen von ACER unter Umständen mit erheblichem Aufwand insbesondere für kleinere Handelsteilnehmer verbunden sein können. Aus diesen Gründen erscheint die ursprünglich erwogene, bei Inkrafttreten der REMIT zusätzliche Errichtung einer solchen Stelle beim Bundeskartellamt oder bei der Bundesnetzagentur auf den ersten Blick überdenkenswert.[577]

642. Eine deutsche Markttransparenzstelle könnte jedoch über eine reine Datensammlung und -auswertung hinaus die Abstimmung der zuständigen Behörden Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur sowie Landesbörsenaufsicht bei der arbeitsteiligen Beaufsichtigung des Energiebörsenhandels stärken und intensivieren; bei entsprechender institutioneller Ausgestaltung ließe sich so eine Dynamisierung der Aufsicht über den Energiehandel erreichen. Sinnvoll erscheint zudem, die französischen Behörden, insbesondere die Commission de la régulation de l'énergie, die Autorité des marchés financiers und den Conseil de la concurrence, mit einzubinden, um die deutschen wie französischen Bestrebungen in diesem Bereich zu verbinden und im Idealfall als Vorreiter für regulierungspraktisch weniger weit fortgeschrittene dritte Nachbarstaaten zu wirken.

643. Verschiedene Gründe sprechen zudem dafür, die effektive Arbeitsaufnahme von ACER nicht abzuwarten. Zum einen ist nicht auszuschließen, dass sich die Verabschiedung der REMIT bzw. die Arbeitsaufnahme von ACER auf deren Grundlage noch länger hinzieht und erst mit erheblichem Zeitverzug Wirkungen auf dem deut-

[572] Vgl. bereits das Commission Staff Working Document – Impact Assessment, Accompanying document to the Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on energy market integrity and transparency [REMIT], SEC(2010) 1510 final, S. 43 f. Dort werden bereits weitere Schritte in Bezug auf den Emissionsrechtehandel angedeutet.

[573] Erwähnt seien hier lediglich die immer noch verbreitete Ölpreisbindung in Gaslieferverträgen und die relativ deutlichen langfristigen Korrelationen zwischen Öl- und Energiepreisen.

[574] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 188 ff., 211 f.; Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 214.

[575] Artikel 1 Nr. 34 lit. g, Artikel 3 des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011, BGBl. I S. 1554.

[576] Artikel 37 Absatz 1 lit. i, j und k in Verbindung mit Absatz 2 RL 2009/72/EG sowie Artikel 41 Absatz 1 lit. i, j, und k in Verbindung mit Absatz 2 RL 2009/73/EG.

[577] In ihrem letzten Energiesondergutachten hatte die Monopolkommission angeregt, die zu errichtende Markttransparenzstelle „könnte" beim Bundeskartellamt verankert sein, da hier bereits im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel entsprechende Erfahrungen gewonnen wurden; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 168. Der inzwischen veröffentlichte Entwurf der REMIT sieht in Artikel 10 und 11 jedoch Untersuchungsbefugnisse und Kooperationspflichten untereinander und mit ACER bei den nationalen Regulierungsbehörden vor, was hingegen eher für eine Ansiedlung bei der Bundesnetzagentur spricht, die sich auch im ständigen Austausch mit anderen Regulierungsbehörden befindet und folglich über mögliche Erkenntnisfortschritte informiert ist.

schen Großhandelsmarkt eintreten. Darüber hinaus ist nach dem REMIT-Vorschlag nicht ersichtlich, in welcher Form Datenangaben verifiziert werden sollen, was etwa im technischen Bereich notwendig werden dürfte.[578] Nicht zuletzt könnte Deutschland auf die im Laufe der Sektoruntersuchung im Bundeskartellamt gewonnenen Kompetenzen insbesondere zur Datenerfassung und -auswertung in Bezug auf den Energiemarkt zurückgreifen.

644. In dieser Hinsicht erscheint der Monopolkommission die Einrichtung einer deutschen Markttransparenzstelle als vorerst zeitlich begrenzte Einrichtung weiterhin erwägenswert. Der Mehrwert einer solchen Stelle gegenüber der im REMIT-Vorschlag vorgesehenen Kooperation zwischen der Bundesnetzagentur und ACER hängt jedoch ganz entscheidend von ihrer institutionellen Ausgestaltung ab. Die Monopolkommission sieht in den in die Ausgestaltung von ACER eingeflossenen Ideen[579] geeignete Anknüpfungspunkte, die auch bei einer deutschen Markttransparenzstelle berücksichtigt werden sollten. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Monopolkommission, die Markttransparenzstelle von den rechtsanwendenden Behörden unabhängig einzurichten und lediglich organisatorisch dem Bundeskartellamt oder der Bundesnetzagentur anzugliedern, um Unabhängigkeit, Flexibilität und Dynamik weitestmöglich zu fördern. Ideal für eine solche Funktion erscheint eine Zusammensetzung des Personals aus „festen" Mitarbeitern der Markttransparenzstelle und aus von den betroffenen Behörden abgeordneten qualifizierten Mitarbeitern. Eine entsprechende Stelle hätte auf diese Weise sehr gute Voraussetzungen, um als Plattform einer breiteren Kooperation zwischen der nach Landesrecht zuständigen Börsenaufsicht, der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, des Bundeskartellamtes und der Bundesnetzagentur zu dienen.

645. Nach den am 4. August 2011 in Kraft getretenen Änderungen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen und des Energiewirtschaftsgesetzes sind nun erstmals Monitoringpflichten für Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt in die entsprechenden Vorschriften aufgenommen worden. Danach sollen beide Behörden jeweils ein Monitoring betreiben, das „den Grad der Transparenz, auch der Großhandelspreise, sowie den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene sowie an Elektrizitäts- und Erdgasbörsen erfasst".[580] Dabei gilt hinsichtlich der Bundesnetzagentur ein Vorrang der an andere Behörden übertragenen Monitoringpflichten, insbesondere des Monitorings durch das Bundeskartellamt.[581]

646. Die Kooperationspflichten beider Behörden[582] verleihen der Zuversicht des Gesetzgebers auf eine Fortsetzung des bestehenden Kooperationsverhältnisses Ausdruck. Grundsätzlich ist die explizite Einführung entsprechender Monitoringpflichten zu begrüßen. Allerdings ist der Umfang der Monitoringpflicht der Bundesnetzagentur angesichts der insoweit wortidentischen vorrangigen Monitoringpflicht des Bundeskartellamtes nicht eindeutig umrissen. Besonders ins Gewicht fällt hier, dass weiter keine einzelne (unter Umständen kooperative) Stelle die entscheidenden Informationen zentral einholt und analysiert, sondern dies weiterhin in separaten Behörden stattfinden soll.

647. Die Monopolkommission teilt die Zuversicht des Gesetzgebers, dass beide Behörden ihre bereits bestehende Zusammenarbeit auf diesem Gebiet weiter erheblich intensivieren und die entsprechenden Kompetenzen kooperativ ausbauen. Spätestens anlässlich einer Umsetzung des oben besprochenen REMIT-Vorschlags sollte nach Auffassung der Monopolkommission eine Evaluation der Wirksamkeit der nun geschaffenen Kompetenzverteilung erfolgen. Dann könnte sich die Frage nach einer (unabhängig) institutionalisierten Markttransparenzstelle erneut stellen.

6 Endkundenmärkte

6.1 Anbieter- und Tarifstruktur

648. Die Anzahl der Anbieter auf dem Stromendkundenmarkt steigt kontinuierlich. Die Anzahl der Anbieter bei den Privatkunden pro Postleitzahlengebiet betrug dabei am 1. Februar 2011 im Durchschnitt 85; bei den Gewerbekunden waren es zu diesem Zeitpunkt im Durchschnitt demgegenüber lediglich 54 Anbieter.[583]

649. Auf dem Endkundenmarkt Gas führen die zunehmende Zahl neuer Anbieter und die kontinuierliche Ausweitung von Vertriebsgebieten zu einer hohen Dynamik der anbieterseitigen Wettbewerbsintensität. Die Anzahl der Anbieter bei den Privatkunden pro Postleitzahlengebiet betrug am 1. Februar 2011 im Durchschnitt 37; bei den Gewerbekunden waren es zu diesem Zeitpunkt im Durchschnitt 24 Anbieter.[584] Das bedeutet, dass die Anbieterzahlen zwar deutlich hinter denen des Strommarktes zurückbleiben, auf dem Gasmarkt im Jahresvergleich 2008/2009 aufgrund einer steigenden Anzahl von Anbie-

---

[578] So hat sich im Verlauf der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes gezeigt, dass das Amt trotz des hohen Wertes von durchschnittlich 25 Prozent nicht verfügbarer Erzeugungskapazitäten aufgrund technischer Restriktionen diese nicht weiter plausibilisieren oder überprüfen konnte. Insoweit könnte eine entsprechend ausgestattete Markttransparenzstelle bzw. deren Beauftragte etwa stichprobenartig und zeitnah vor Ort prüfen, ob und welche technische Restriktion tatsächlich vorliegt. Derartige Kontrollmöglichkeiten könnten bereits erhebliche präventive Effekte haben. Vgl. hierzu eingehender bereits oben Abschnitt 5.1.2.2.

[579] Vgl. insbesondere die Erwägungsgründe sowie Artikel 12 ff. VO 713/2009.

[580] § 35 Absatz 1 Nummer 13 EnWG, § 48 Absatz 3 GWB.

[581] § 35 Absatz 1 Nummer 13 a.E. EnWG .

[582] Das sind vor allem die Pflichten des Bundeskartellamts, die beim Monitoring gewonnenen Daten der Bundesnetzagentur unverzüglich zur Verfügung zu stellen und seinen Monitoringbericht, soweit Aspekte der Regulierung der Leitungsnetze betroffen sind, im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur zu erstellen; umgekehrt muss die Bundesnetzagentur, soweit ihr Monitoringbericht wettbewerbliche Aspekte betrifft, Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt herstellen.

[583] Vgl. Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarkt aktuell, Februar 2011, S. 41.

[584] Vgl. ebenda, S. 42.

tern allerdings eine deutliche Verbesserung der Wettbewerbssituation konstatiert werden kann.[585]

650. Die Anzahl der Stromtarife steigt weiterhin langsam, aber stetig an. Im Bereich der Privatkunden gab es bundesweit zum 1. Februar 2011 6 152 Tarife, bei den Gewerbekunden waren es 4 989.[586] Auf dem Endkundenmarkt Gas ist die Zahl der Tarife geringer. Überdies unterscheidet sich die Anzahl der Privat- und Gewerbekundentarife, anders als auf dem Stromendkundenmarkt, lediglich geringfügig. Am 1. Februar 2011 gab es für Privatkunden 3 780 Tarife, für Gewerbekunden 3 566.[587]

651. Die Tarife auf dem Endkundenmarkt für Strom und Gas sind vielfältig. Sie unterscheiden sich unter anderem hinsichtlich ihrer Vertragslaufzeiten, Rabatte (z. B. Erstjahresrabatt von 1 Prozent), Preisgarantien, Kautions- sowie Voraus- bzw. Abschlagszahlungen. Insbesondere sog. Discounter bieten außerdem eine rein elektronische Vertragsabwicklung an (Onlinetarif).[588] Überdies gibt es Klimatarife, wodurch bei der Stromerzeugung bzw. der Gasförderung, dem Transport und der Verbrennung anfallende CO_2-Emissionen durch adäquate Investitionen in Klimaschutzprojekte ausgeglichen werden. Sie wurden 2009 als neues Produkt in den Markt eingeführt.[589] Ökostromtarife sichern indes den Verbrauchern zu, dass sie bei diesem Tarif Strom aus regenerativen Energiequellen bzw. hocheffizienten KWK-Anlagen beziehen. Der Anstieg angebotener Ökostromtarife setzt sich im Privat- und auch Gewerbekundenbereich weiter fort. Analog zu den Ökostromtarifen sichern auf dem Endkundenmarkt Gas entsprechende Tarife mit Biogasanteil den Verbrauchern einen festgelegten Anteil an Biogas in den Gasliefermengen zu.[590]

6.2 Wechselverhalten

652. Stromletztverbraucher, die zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert werden, vollziehen keine Vertrags- oder Lieferantenwechsel. Der Anteil der Abgabemenge, die zu den Konditionen der Grundversorgung geliefert wurde, ist 2009 gegenüber 2008 weiter zurückgegangen; besonders deutlich zeigt sich der Rückgang mit sechs Prozentpunkten bei den Haushaltskunden.[591] Von allen belieferten Letztverbrauchern sind 48,9 Prozent Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert werden. Im Gegensatz dazu machen solche Letztverbraucher, die keine Haushaltskunden sind und zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert werden, lediglich 1,7 Prozent aller Letztverbraucher aus. Bei der Belieferung aller Letztverbraucher kommen außerhalb der Grundversorgung belieferte Haushaltskunden auf 42,1 Prozent und weitere Letztverbraucher außerhalb der Grundversorgung auf 7,3 Prozent. Insgesamt wurden 2009 über die Grundversorgung rund 5 Prozent aller Letztverbraucher weniger beliefert als 2008.[592]

653. Es zeigt sich, dass erstmals weniger als die Hälfte aller Haushaltskunden zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert wurden. Dies ist jedoch weniger auf den Wechsel des Lieferanten als vielmehr hauptsächlich auf Vertragswechsel beim Grundversorger zurückzuführen. Immerhin rund 45 Prozent der Haushaltskunden haben von ihren Wechselmöglichkeiten noch keinen Gebrauch gemacht und befinden sich noch immer im Grundversorgertarif.[593] Abbildung 6.1 zeigt, dass die meisten Haushaltskunden einen Grundversorgungsvertrag haben (44,8 Prozent), hiernach folgt die Nachfragergruppe derer, die auf Basis eines Sondervertrags von dem Grundversorger ihren Strom bezieht (41,4 Prozent). Abschließend folgt die Gruppe derer, die einen Lieferantenwechsel vollzogen haben und damit einen Strombezugsvertrag bei einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger haben (13,8 Prozent). Daher werden nur knapp 14 Prozent aller Haushalte von einem anderen Lieferanten und weiterhin insgesamt immerhin 86 Prozent vom lokalen Grundversorger (auf Basis eines Grundversorger- oder Sondervertrags) beliefert. [594]

654. Im Vergleich dazu befanden sich 2009 innerhalb der Gruppe der Industrie- und Gewerbestromkunden lediglich 2,1 Prozent in der Grundversorgung. Diese 2,1 Prozent repräsentieren indes ausschließlich kleinere Gewerbekunden, während von den großen Gewerbekunden sowie den Industriekunden kein Unternehmen über die Grundversorgung beliefert wird. 49,3 Prozent werden vom Grundversorger über einen alternativen Vertrag und 48,6 Prozent von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert. [595]

655. Es zeigt sich, dass die Wechselbereitschaft und damit die Preiselastizität der Haushaltsstromkunden im Vergleich zu den Industrie- und Gewerbekunden noch immer gering ist. Bisher finden Lieferantenwechsel zu wenigen, meist neuen Anbietern statt. Diese neuen Lieferanten konnten im Jahr 2009 ihre Neukundenanzahl nicht mehr so leicht steigern wie in den Jahren zuvor. Dies führte dazu, dass 2009 eine Stagnation der Lieferantenwechsel (ohne Umzug) im Haushaltskundenbereich eingetreten ist.[596]

---

[585] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 120 f.

[586] Vgl. Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarkt aktuell, Februar 2011, S. 37.

[587] Vgl. ebenda, S. 39.

[588] Vgl. Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarktreport 2009, März 2010, S. 34. Onlinetarife bedingen, dass solche Verträge nur im Internet abgeschlossen werden können. In der Regel muss auf eine telefonische Beratung verzichtet werden und die Kommunikation zum Kunden erfolgt nur via Mailkontakt oder über eine Internetplattform.

[589] Vgl. Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarktreport 2009, März 2010, S. 9.

[590] Vgl. die Angaben bei den Tarifrechnern Verivox [www.verivox.de] und Check24 [www.check24.de].

[591] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 87.

[592] Vgl. ebenda, S. 87 f.

[593] Vgl. ebenda, S. 9 f., 87. Tarifrechner zeigen, dass der Grundversorgertarif, anders als von der Bundesnetzagentur dargestellt, nicht der teuerste Tarif in einem bestimmten Netzgebiet sein muss; vgl. hierzu die beiden Tarifrechner Verivox [www.verivox.de] und Check24 [www.check24.de]. Zur Aussage der Bundesnetzagentur vgl. den Monitoringbericht 2010, unter anderem S. 10.

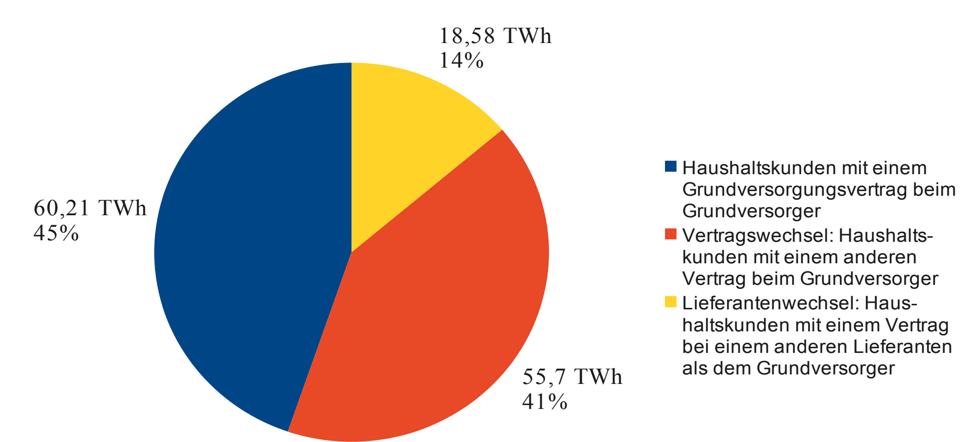
[594] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 49.

[595] Vgl. ebenda, S. 91.

[596] Die Anzahl der Lieferantenwechsel aufgrund eines Umzugs ist steigend. Es kann davon ausgegangen werden, dass mittlerweile jeder zehnte umziehende Haushalt einen anderen Energieversorger als den ansässigen Grundversorger als Elektrizitätslieferanten wählt; vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 51.

Abbildung 6.1

Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Strom) im Jahr 2009 (TWh- und Prozentangaben)



Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 49 (leicht modifiziert)

Dabei sorgen diverse Onlinetarifrechner dafür, die Transaktionskosten für die Haushalte im Falle eines Stromanbieterwechsels erheblich zu senken. Dennoch besteht vermutlich bei vielen Nachfragern eine Unsicherheit aufgrund gänzlich fehlender Erfahrungen mit dem Wettbewerb zwischen diversen Stromanbietern. Da Elektrizität der Deckung von Grundbedürfnissen dient[597], ist überdies zu vermuten, dass bei den Verbrauchern die Befürchtung besteht, ihre Versorgungssicherheit einzubüßen, was allerdings aufgrund der Grundversorgungspflicht gemäß § 36 EnWG gar nicht möglich ist. Des Weiteren stellt insbesondere bei Industriekunden die Stromrechnung, anders als bei Haushaltskunden, einen erheblichen Kostenfaktor dar. So ist das Einsparpotenzial aufgrund des um ein Vielfaches größeren Stromverbrauchs im Vergleich zu Haushaltsverbräuchen erheblich.

656. Auf dem Endkundenmarkt Gas ist der Anteil der Grundversorgungsquote an den gelieferten Gasmengen wie auf dem Strommarkt stetig fallend. Auf diesem wurden 2009**,** bezogen auf alle belieferten Letztverbraucher, 35,87 Prozent Haushaltskunden (Strom: 48,9 Prozent) zu den Konditionen der Grundversorgung mit Gas beliefert. 53,95 Prozent Haushaltskunden (Strom: 42,1 Prozent) wurden zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung beliefert. Die weiteren Letztverbraucher, welche bei der Betrachtung zahlenmäßig unterlegen sind, teilen sich folgendermaßen auf: Innerhalb der Grundversorgung werden 2,64 Prozent weitere Letztverbraucher (Strom: 1,7 Prozent) zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert, 7,54 Prozent weitere Letztverbraucher (Strom: 7,3 Prozent) werden außerhalb der Grundversorgung beliefert.[598] Auf dem Endkundenmarkt Gas ist bei der Gesamtbetrachtung aller Netzbetreiber und der gemeldeten Lieferantenwechsel eine Erhöhung des Volumens der Lieferantenwechsel um knapp 10 Prozent festzustellen.[599] Allerdings ist auch zu konstatieren, dass die Dynamik in der Steigerung der Lieferantenwechselquote seit 2006 nachgelassen hat. Während sich im Vergleichszeitraum 2006 zu 2007 die Steigerungsquote von einem sehr niedrigen Niveau ausgehend fast verdreifacht hat, lag die Steigerungsquote im Vergleichszeitraum 2007 zu 2008 bei knapp 30 Prozent. Die aktuelle Steigerungsquote in 2009 hingegen liegt bei nur noch knapp 11 Prozent. Insgesamt 48 668 Haushaltskunden haben im Jahr 2009 bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt. Diese Zahl lag 2008 noch bei 15 626. Dies deutet darauf hin, dass Kunden verstärkt schon vor der Erstbelieferung durch einen Versorger am neuen Wohnort Preisvergleiche durchführen und sich für einen günstigeren Versorger als den Grundversorger entscheiden.[600] Es zeigt sich, dass auf dem Endkundenmarkt Gas weniger Nachfrager als auf dem Endkundenmarkt Strom zu Konditionen der Grundversorgung beliefert werden und insoweit die Wechselbereitschaft auf dem Gasmarkt ausgeprägter ist als auf dem Strommarkt.

657. Mit einem Anteil von rund 68 Prozent (Strom: 41 Prozent) wird im Bereich der Haushaltskunden der überwiegende Teil der abgegebenen Gasmenge über die Grundversorger zu Sondervertragspreisen geliefert; einen Grundversorgungsvertrag bei dem Grundversorger haben rund 27 Prozent der Haushaltskunden (Strom: 45 Prozent). Die große Anzahl der Kunden in einem Son-

[597] Vgl. Erdmann, G./Zweifel, P., a. a. O., S. 7.
[598] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 119.

[599] Unter einem Lieferantenwechsel versteht man den Vorgang, dass ein Letztverbraucher an einer Messstelle (z. B. Hausanschluss) von seinem derzeitigen Lieferanten (Altlieferanten) zu einem neuen Lieferanten (Neulieferanten) wechselt. Insgesamt basieren die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Zahlen auf eingegangenen 609 Fragebögen der Netzbetreiber. Diese Entwicklung der Zahl der Lieferantenwechsel ist zugleich ein Indikator für die Wettbewerbsentwicklung im Einzelhandelsbereich. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 61.
[600] Vgl. ebenda, S. 62 f.

dervertrag bei dem Grundversorger deutet darauf hin, dass es den etablierten Versorgern gelingt, in vielen Fällen ihre Kunden mit meist preisgünstigeren Sonderverträgen an sich zu binden. Diese Verträge enthalten regelmäßig Mindestlaufzeiten und Preisgarantien. Lediglich etwa 5 Prozent (Strom: 14 Prozent) der Gesamtabgabemenge werden von externen Lieferanten (die keine Grundversorger sind) an die Haushaltskunden geliefert (vgl. Abbildung 6.2). Insgesamt verfestigt sich der Trend zu einem vermehrten Lieferantenwechsel und damit steigendem Wettbewerb im Haushaltskundenbereich, der ein Zeichen für die steigende Preissensibilität der Kunden und die steigende Bereitschaft zu einem Preisvergleich ist.

658. Innerhalb der Gruppe der Industrie- und Gewerbekunden befanden sich 2009 lediglich 2,94 Prozent in der Grundversorgung (Strom: 2,1 Prozent). 52,48 Prozent (Strom: 49,3) wurden vom Grundversorger über einen alternativen Vertrag beliefert und 44,58 Prozent (Strom: 48,6 Prozent) bezogen ihre Gasmengen von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger. Industrie- und Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch bis 10 000 kWh können zu Preisen und Bedingungen der Grundversorgung beliefert werden. Haben Industrie- und Gewerbekunden allerdings einen Verbrauch größer als 10 000 kWh, können sie nicht mehr der Grundversorgung zugerechnet werden. Diese Regelung in der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes bedingt, dass 52,48 Prozent der Gesamtabgabemenge an Industrie- und Gewerbekunden abgegeben wurden, die bei ihrem Grundversorger einen Sondervertrag haben.

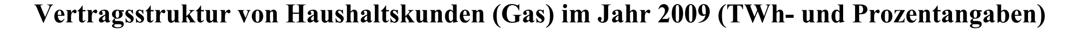
659. Es zeigt sich auch auf dem Endkundenmarkt Gas, dass mehr Haushaltskunden im Grundversorgertarif sind als Industrie- und Gewerbekunden; innerhalb der Industrie- und Gewerbekunden zeigen sich kaum Unterschiede im Wechselverhalten der Strom- und Gasnachfrager. Allerdings muss die ausgewiesene Vertrags- und Lieferantenwechselmenge bei den Industrie- und Gewerbekunden immer unter der Prämisse betrachtet werden, dass das Energiewirtschaftsgesetz eine Belieferung der Industrie- und Gewerbekunden zu Bedingungen und Preisen der Grundversorgung nur in eingeschränktem Maße, d. h. mit einem Jahresverbrauch von maximal 10 000 kWh, zulässt.[601]

660. Bezogen auf die Gruppe der Haushaltskunden zeigen sich im Vergleich zum Strommarkt Gaskunden eher bereit, den Grundversorgertarif zu verlassen. Wesentlich beliebter als im Strommarkt sind Vertragswechsel bei dem Grundversorger; Lieferantenwechsel kommen auf dem Gasmarkt wesentlich seltener vor als auf dem Strommarkt. Beschleunigt werden soll der Lieferantenwechsel nun gemäß § 20a Absatz 2 Satz 1 EnWG, wonach der Wechselprozess ab dem Zeitpunkt des Zugangs der Anmeldung zur Netznutzung durch den neuen Lieferanten bei dem Netzbetreiber die Dauer von drei Wochen nicht übersteigen darf.

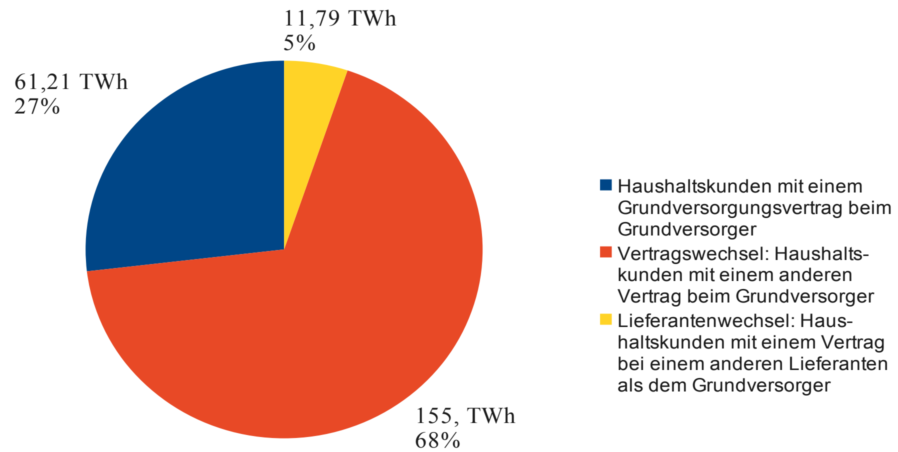
661. Zu einer Belebung des Wettbewerbs und einer Steigerung der Preissensibilität im Bereich der Haushaltskunden könnte die Einführung „intelligenter Zähler", sog. Smart Meter, führen. Smart Meter ermöglichen die untertägige Information über den Energieverbrauch, lastabhängige Tarife auch bei Kleinkunden und eine zeitnahe Abrechnung des tatsächlichen Energieverbrauchs gegenüber dem Endkunden. Das Messwesen ist seit 2005 liberalisiert. So kann der Anschlussnutzer entscheiden, ob der Messstellenbetrieb (Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen) und die Messung durch den Netzbetreiber (§ 21b Absatz 1 EnWG) oder auf Wunsch auch von Dritten (§ 21b Absatz 2 EnWG) durchgeführt werden. Mit dem Energiewirtschaftsgesetz 2011 wurde der Einbau von Smart Metern bei Neuanschlüssen und größeren Renovierungen, bei Letztverbrauchern mit einem jährlichen Stromverbrauch über 6 000 kWh sowie bei

[601] Vgl. ebenda, S. 116 ff.

Abbildung 6.2



Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Gas) im Jahr 2009 (TWh- und Prozentangaben)



Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 64 (leicht modifiziert)

EEG- und KWK-Anlagenbetreibern[602] mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW verpflichtend, sofern dies technisch möglich ist (§ 21c Absatz 1 lit. a-c EnWG). Der Einbau intelligenter Messsysteme in allen übrigen Gebäuden ist verpflichtend, soweit dies technisch möglich und auch wirtschaftlich vertretbar ist (§ 21c Absatz 1 lit. d EnWG). Ein Messsystem im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes 2011 ist eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt (§ 21d Absatz 1 EnWG). Dabei dürfen nur Messsysteme verwendet werden, die den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen und Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität gewährleisten (§ 21e Absatz 1 EnWG). Allerdings befinden sich viele Energieversorger noch in der Pilotphase; bis zur flächendeckenden Nutzung werden demnach vermutlich noch einige Jahre vergehen.

662. Das dritte Energiebinnenmarktpaket sieht vor, dass 80 Prozent der Verbraucher bis 2020 in ihrem Haushalt intelligente Stromzähler, sog. Smart Meter, nutzen sollen.[603] Moderne Messsysteme sollen den Stromkunden, anders als heutzutage, wo sich die Stromproduktion dem Verbrauch anpasst, zu mehr Nachfrageflexibilität anhalten.[604] Ungeklärt ist indes bislang, wie die mögliche Mehrbelastung der Verbraucher zu beziffern ist.[605] Energieeinspar- und -verlagerungspotenziale sind bei großen Verbräuchen in stärkerem Maße vorhanden als bei kleineren Verbräuchen.[606] In welchem Umfang sich das Nachfrageverhalten tatsächlich an das Angebot anpassen und damit flexibilisieren lässt, muss sich zukünftig zeigen.

6.3 Preisstruktur

663. Als eines der wesentlichen Hindernisse in der Herstellung eines harmonisierten Endkundenmarktes in der Europäischen Union gilt die nach wie vor in vielen Mitgliedstaaten praktizierte Regulierung der Preise für Haushalts- und zum Teil auch Gewerbe- und Industriekunden. Ein Rückgang der Endkundenpreisregulierung für Gas und Strom ist in Europa in den letzten Jahren nicht feststellbar. Endkundenpreise in Deutschland sind keiner Regulierung unterworfen.

664. Eine Kilowattstunde Strom kostete für einen Haushaltskunden[607] am 1. April 2010 im Falle eines Lieferantenwechsels durchschnittlich 22,92 ct, für Haushaltskunden mit einem Sondervertrag beim Grundversorger 23,10 ct und für Haushaltskunden in der Grundversorgung 23,87 ct. Dabei sind die Haushaltskundenpreise insbesondere in den letzten vier Jahren stark gestiegen. Für Haushaltskunden in der Grundversorgung beläuft sich die Erhöhung seit dem 1. April 2006 auf durchschnittlich rund 5 ct/kWh bzw. 26 Prozent und auch die günstigeren Tarife bei Vertrags- und Lieferantenwechsel haben sich um rund 4 ct/kWh bzw. 21 Prozent erhöht. [608]

665. Grundsätzlich konnte auf dem Endkundenmarkt Strom seit Beginn der Regulierung trotz deutlicher Senkung der Netzentgelte ein allgemeines Absinken des gesamten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden nicht erreicht werden. Bei einer Betrachtung der absoluten Haushaltskundenpreise, welche von 2006 bis 2010 insgesamt um ca. 24 Prozent (4,5 ct/kWh) angestiegen sind, zeigt sich hinsichtlich des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ im gleichen Zeitraum eine Erhöhung um über 80 Prozent (3,6 ct/kWh). Die Abgaben (Konzessionsabgabe, Umlage nach Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sowie Erneuerbare-Energien-Gesetz) haben sich in diesem Zeitraum um 1,2 ct/kWh bzw. knapp 50 Prozent erhöht. Dies resultiert fast ausschließlich aus der gestiegenen EEG-Umlage, welche von 2009 auf 2010 eine besonders deutliche Erhöhung aufweist. Ein erheblicher Teil dieser Erhöhung beruht auf gesunkenen Großhandelspreisen, welche infolgedessen zu einem Anstieg der Differenz zwischen der EEG-Durchschnittsvergütung und den durchschnittlichen Beschaffungskosten für Elektrizität führen. Einen weiteren Teil stellt die Umbuchung der Kosten für Ausgleichs- und Regelenergie dar. Diese wurden vor 2010 noch als EEG-Veredelungskosten in den Netzentgelten berücksichtigt, werden nun jedoch transparent in der EEG-Umlage ausgewiesen. Die Netzentgelte sind von 2006 bis 2010 um 1,5 ct/kWh bzw. über 20 Prozent gesunken. Die Stromsteuer ist seit 2006 mit 2,05 ct/kWh gleich geblieben, weshalb die Erhöhung der Steuern um 1,1 ct/kWh ausschließlich über die Umsatzsteuererhöhung sowie die prozentuale Berechnung der Umsatzsteuer zu erklären ist.[609] Da für alle Lieferanten die gleichen Kosten für Netzentgelte, Steuern und Abgaben gelten, sind Unterschiede bei verschiedenen Tari-

---

[602] Es handelt sich hierbei ausschließlich um Neuanlagen.

[603] Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, ABl. EU Nummer L 211 vom 14. August 2009, hier: Anhang I Absatz 2, S. 91.

[604] Dabei gilt die Interoperabilität von Verbrauchszählern für Elektrizität, Gas und auch für Wasser und Fernwärme innerhalb einer offenen Gerätearchitektur als eine wesentliche Voraussetzung zur raschen Umsetzung solcher „Smart-Metering-Lösungen“ in Europa. Mittels eines Standardisierungsmandats (M/441) werden im Ergebnis einheitliche Geräteschnittstellen und die zugehörigen Technologien, Protokolle und Prozesse festgelegt.

[605] Vgl. Bundestagsdrucksache 17/6072, S. 49.

[606] Vgl. ebenda, S. 78.

[607] Die Darstellung des Einzelhandelsniveaus basiert nach Angaben der Bundesnetzagentur auf folgenden Annahmen: Als Haushaltskunden gelten Kunden mit einem Jahresverbrauch von 3 500 kWh/Jahr, darunter 1 300 kWh Nachtstrom (Schwachlaststrom), Versorgung in Niederspannung (0,4 kV), Standardwohnung 90 Quadratmeter; sofern bei Haushaltskunden keine Zweitarifmessung erfolgt, war der Wert auf Basis einer Belieferung mit Eintarifmessung anzugeben. Mit der Monitoringabfrage wurden die Großhändler und Lieferanten gebeten, das aktuelle durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens (Preisstand 1. April 2010) in ct/kWh für Haushaltskunden mitzuteilen. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 99 f. Die Bundesnetzagentur operiert typischerweise mit Netzgebieten, in den nachfolgenden eigenen Erhebungen erfolgt die Auswertung der Tarifinformationen auf Postleitzahlenebene. Vgl. Abschnitt 6.4.2.

[608] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 105. Es handelt sich jeweils um mengengewichtete Mittelwerte.

[609] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 100 ff. Diese prozentuale Berechnung führt dazu, dass die Erhöhungen im Preisbestandteil „Steuern“ nicht in vollem Umfang auf Steuererhöhungen zurückgeführt werden können. Zwar wurde die Umsatzsteuer im Jahr 2007 erhöht, dennoch tritt durch sie sowohl eine Verstärkung von möglichen Nettopreiserhöhungen als auch -senkungen ein.

fen auf den Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb" zurückzuführen. Dieser Preisbestandteil erhöhte sich kontinuierlich in allen Tarifkategorien von 2006 bis 2009 insgesamt um knapp 4 ct und sank von 2009 bis 2010 um durschnittlich 0,25 ct. Ursache war die anteilige Weitergabe gesunkener Großhandelspreise.[610] Die prozentuale Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden zum Stichtag 1. April 2010 ist der Abbildung 6.3 zu entnehmen.

666. Eine Kilowattstunde kostete einen Gewerbekunden[611] mit Stromsteuerregelsatz am 1. April 2010 durchschnittlich 21,52 ct und einen Industriekunden[612] mit ermäßigtem Stromsteuersatz 12,29 ct. Bei einer Betrachtung der Elektrizitätspreise für Gewerbekunden über die letzten vier Jahre ist insgesamt eine Steigerung um 2,17 ct/kWh bzw. um 11,2 Prozent festzustellen. Diese ist ungefähr zu gleichen Teilen auf höhere Abgaben wie auch auf die gestiegenen Preisbestandteile „Energiebeschaffung und Vertrieb" zurückzuführen. Ursache für die gestiegenen Abgaben ist die Erhöhung der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die Industriekundenpreise weisen, anders als die Haushalts- und Gewerbekunden, keine gleichförmige Preissteigerung auf. Sie unterliegen aufgrund von kurzfristigeren Beschaffungsstrategien starken Preisschwankungen. In den letzten vier Jahren ist insgesamt eine vergleichsweise moderate Elektrizitätspreiserhöhung für Industriekunden von 1,17 ct/kWh bzw. 10,5 Prozent festzustellen. Dennoch bedeutet eine solche Preiserhöhung auch immer eine erhebliche Mehrbelastung, da Industriekunden sehr große Energiemengen abnehmen. Die Preissteigerung lässt sich speziell bei den Elektrizitätspreisen für Industriekunden, im Gegensatz zu anderen Kundengruppen, überwiegend auf die seit 2006 deutlich gestiegenen Abgaben zurückführen.[613]

667. Prozentual gestaltet sich die Zusammensetzung des Strompreises für Industrie- und Gewerbekunden am 1. April 2010 folgendermaßen: Auf die Netzentgelte entfallen 12,4 Prozent (Industriekunden) bzw. 21,9 Prozent (Gewerbekunden), auf die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) 25,2 Prozent (Industriekunden) bzw. 25,4 Prozent (Gewerbekunden), auf die Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 16,5 Prozent (Industriekunden) bzw. 9,5 Prozent (Gewerbekunden), auf die Energiebeschaffung und den Vertrieb 44,3 Prozent (Industriekunden) bzw. 36,3 Prozent (Gewerbekunden), auf die Abrechnung, Messung und den Messstellenbetrieb 0,1 Prozent (Industriekunden) bzw. 0,8 Prozent (Gewerbekunden), auf die Konzessionsabgabe 0,9 Prozent (Industriekunden) bzw. 5,4 Prozent (Gewerbekunden) und auf die Umlage nach Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 0,4 Prozent (Industriekunden) bzw. 0,6 Prozent (Gewerbekunden).[614]

668. Damit haben die Abgaben erstmalig einen größeren Anteil am Elektrizitätspreis für Industriekunden als die Netzentgelte. Hierbei fällt besonders die gestiegene EEG-Umlage ins Gewicht, welche bei den Industriekunden einen Anteil von 16,5 Prozent des Gesamtpreises ausmacht.[615] Den mit Abstand größten Anteil am Gesamtelek-

[610] Vgl. BNetzA, Jahresbericht 2010, S. 168.

[611] Folgende Abnahmefälle lagen zugrunde: Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1 000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV). Es handelt sich um mengengewichtete Mittelwerte. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 92.

[612] Folgende Abnahmefälle lagen zugrunde: Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 4 000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6 000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV). Es handelt sich um mengengewichtete Mittelwerte. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 92.

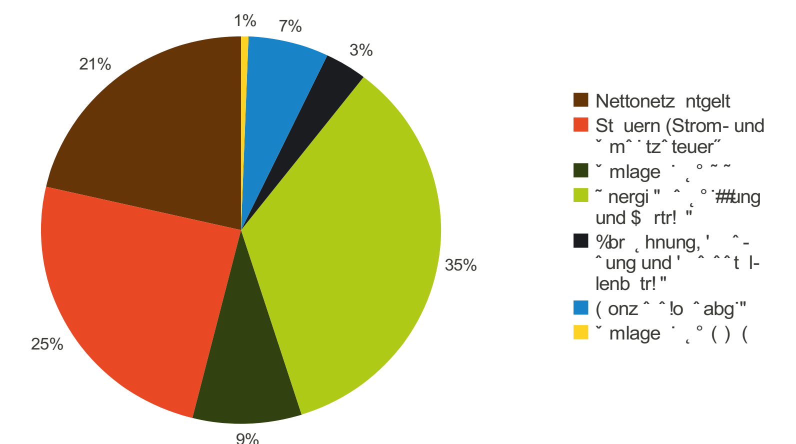
[613] Vgl. ebenda, S. 97.

[614] Vgl. ebenda, S. 93 ff.

[615] Das Erneuerbare-Energien-Gesetz begrenzt gemäß § 40 die Menge des EEG-Stroms für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen, um die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten.

Abbildung 6.3

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Strom für Haushaltskunden zum 1. April 2010 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)



Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 100 (leicht modifiziert)

trizitätspreis für Industriekunden hat der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ mit aktuell ca. 44,5 Prozent. Vergleicht man das Preisniveau innerhalb und außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete, so können die regionalen Grundversorger Industrie- und Gewerbekunden nur deshalb an sich binden, weil sie günstigere Preise anbieten als andere Wettbewerber.[616]

669. Eine Kilowattstunde Gas kostete für einen Haushaltskunden[617] am 1. April 2010 im Falle eines Lieferantenwechsels im Durchschnitt 5,92 ct, für Haushaltskunden mit einem Sondervertrag bei einem Grundversorger 5,94 ct und für Haushaltskunden in der Grundversorgung 6,48 ct.[618] Die Preise differieren im Falle eines Vertrags- und Lieferantenwechsels kaum. Am 1. April 2006 lag das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau für eine Kilowattstunde Gas für Haushaltskunden bei etwa 6,14 ct.[619] Anders als auf dem Strommarkt sind auf dem Gasendkundenmarkt keine so deutlichen Preisanstiege bei den Endkundenpreisen zu beobachten; 2010 ist der Endkundenpreis sogar gesunken. Allerdings spiegelt das jährlich im Monitoringbericht zum 1. April eines jeden Jahres erhobene Einzelhandelspreisniveau nicht unbedingt das im Markt herrschende Preisniveau wider, da gerade im Gaskundenbereich unterjährige und insbesondere saisonale Preisschwankungen die Regel sind.[620] Die Sondertarife bei Grundversorgern sanken von 2009 auf 2010 um durchschnittlich 10 Prozent.[621]

670. Der Gaspreis der Haushaltskunden beinhaltet, anders als der Strompreis, keine EEG- und KWKG-Umlage; ansonsten sind die Preisbestandteile identisch. Der Gaspreis setzt sich im Grundversorgungstarif der Haushaltskunden zu mehr als der Hälfte aus Energiebeschaffung und Vertrieb zusammen (Strom: 34,6 Prozent). Die nächstkleinere Preiskomponente ist mit 24,38 Prozent Gas- und Umsatzsteuer (Strom: 24,7 Prozent). Es folgen mit 19,6 Prozent das Nettonetzentgelt (Strom: 21,4 Prozent), mit 4 Prozent die Konzessionsabgabe (Strom: 6,5 Prozent) und mit 1,85 Prozent Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb (Strom: 3,4 Prozent).[622] Die prozentuale Zusammensetzung des Gaspreises für Haushaltskunden zum Stichtag 1. April 2010 ist in Abbildung 6.4 dargestellt. Grundsätzlich ist ein Absinken des durchschnittlichen Preisniveaus zu beobachten. Hauptgrund für den Preisrückgang ist der Kostenbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb,[623] welcher bislang Hauptkostentreiber in den Jahren 2006 bis 2009 war.[624]

671. Bei den Gewerbe- und Industriekunden ist im Jahre 2010 ebenfalls ein Rückgang des durchschnittlichen Preisniveaus zu beobachten. Der Hauptgrund für diesen Preisrückgang waren, wie bei den Haushaltskunden auch, die gesunkenen Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb. Eine Kilowattstunde Gas kostete einen Gewerbekunden am 1. April durchschnittlich 5,53 ct (Vorjahr: 6,24 ct) und einen Industriekunden zu diesem Zeitpunkt 3,76 ct (Vorjahr: 4,67 ct).[625] Erstmals seit der Erfassung durch die Bundesnetzagentur im Jahr 2006 ist der Gaspreis auch bei Gewerbe- und Industriekunden unter das Vorjahresniveau gefallen und unterbot zugleich das Preisniveau von 2006. Dabei sind die Gasbeschaffungskosten insbesondere bei den Industriekunden um knapp 25 Prozent zurückgegangen, während der Rückgang bei den Gewerbekunden bei knapp 17 Prozent lag. Aufgrund der Komplexität der Beschaffungsstruktur und der verzögerten Weitergabe der Großhandelspreise an die Letztverbraucher kann auch in näherer Zukunft mit einem Rückgang der Gasbeschaffungskosten im Bereich der Gewerbe- und Industriekunden gerechnet werden.[626]

672. Prozentual gestaltet sich die Zusammensetzung des Gaspreises für Gewerbekunden folgendermaßen: Auf die Nettonetzentgelte entfallen 19,35 Prozent (Vertragswechsel) bzw. 19,69 Prozent (Lieferantenwechsel), auf die Steuern 25,68 Prozent (Vertragswechsel) bzw. 25,43 Prozent (Lieferantenwechsel), auf Energiebeschaffung und Vertrieb 53,16 Prozent (Vertragswechsel) bzw. 53,15 Prozent (Lieferantenwechsel), auf Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb 0,9 Prozent (Vertragswechsel) bzw. 0,96 Prozent (Lieferantenwechsel) und auf die Konzessionsabgabe 0,9 Prozent (Vertragswechsel) bzw. 0,76 Prozent (Lieferantenwechsel). Die Zusammensetzung des Gaspreises für Industriekunden teilt sich prozentual folgendermaßen auf: Auf die Nettonetzentgelte entfallen 6,38 Prozent (Vertragswechsel) bzw. 4,80 Prozent (Lieferantenwechsel), auf die Steuern 30,59 Prozent (Ver-

---

[616] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 93 ff.

[617] Den Abnahmekategorien liegt nach Angaben der Bundesnetzagentur folgende Abnahmestruktur zugrunde: Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23 269 kWh/Jahr (Ausstattung: Kochen, Warmwasserbereitung und Zentralheizung), Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 11 6371 kWh (115 bis 120 Tage pro Jahr Benutzungsdauer), Industriekunden mit einem Jahresverbrauch 116 370 800 kWh (Benutzungsdauer ca. 250 Tage im Jahr). Wie im Falle des Strompreises wurden auch an dieser Stelle Großhändler und Lieferanten von der Bundesnetzagentur aufgefordert, das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens mit dem Preisstand zum 1. April 2010 in Cent pro Kilowattstunde für die aufgeführten Kundenkategorien der Bundesnetzagentur mitzuteilen.

[618] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 127 ff. Es handelt sich jeweils um mengengewichtete Mittelwerte.

[619] Gemeint sind bis einschließlich 2008 Haushaltskunden gemäß Eurostat-Kundenkategorie D3; vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 107 ff. Am 1. April 2007 lag der Preis einer Kilowattstunde Gas bei 6,57 ct, am 1. April 2008 bei 6,90 ct und am 1. April 2009 bei 7,11 ct; vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 169; 2008, S. 203; 2009, S. 237. Seit 2007 wird in den Monitoringberichten zwischen einem Grundversorgertarif und einem Tarif außerhalb der Grundversorgung unterschieden. Von 2007 bis 2009 sind jeweils die Preise für die Grundversorgung angegeben.

[620] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 132.

[621] Vgl. ebenda, S. 173.

[622] Die Preisbestandteile variieren nicht wesentlich im Hinblick auf die Vertragsgestaltung der Haushaltskunden. Lediglich der Anteil der Konzessionsabgabe beträgt im Falle der Grundversorgung 4 Prozent; im Falle eines Vertrags- und Lieferantenwechsels beträgt dieser Preisbestandteil nur etwa 1 Prozent. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 127 ff.

[623] Vgl. ebenda, S. 137. Die Position Energiebeschaffung und Vertrieb ergibt sich aus der Subtraktion der Netzentgelte, Konzessionsabgaben und Steuern vom Gesamtpreis; vgl. hierzu BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 200.

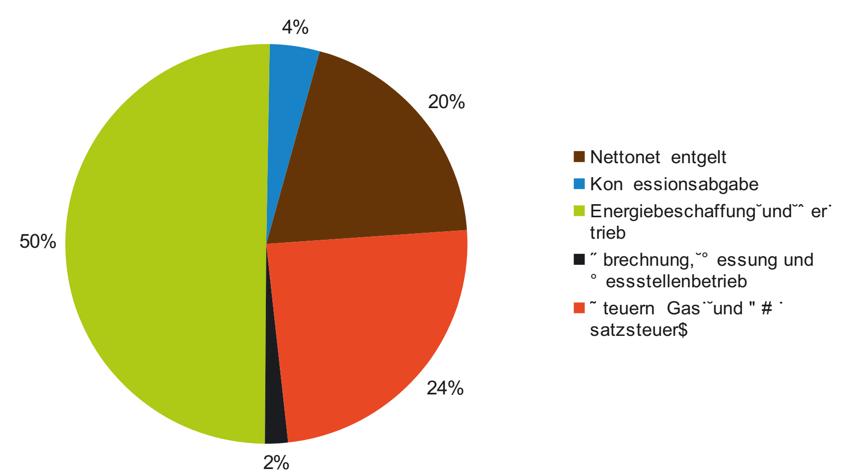
[624] Vgl. BNetzA, Jahresbericht 2010, S. 172 f.

[625] Es handelt sich um mengengewichtete Mittelwerte; vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 142 ff.

[626] Vgl. ebenda, S. 142.

Abbildung 6.4

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung zum Stichtag 1. April 2010 (mengengewichteter Mittelwert)



Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2010, S. 129 (leicht modifiziert)

tragswechsel) bzw. 29,55 Prozent (Lieferantenwechsel), auf Energiebeschaffung und Vertrieb 62,77 Prozent (Vertragswechsel) bzw. 65,48 Prozent (Lieferantenwechsel) und auf Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb 0,27 Prozent (Vertragswechsel) bzw. 0,17 Prozent (Lieferantenwechsel).[627]

6.4 Eigene empirische Erhebungen für den Endkundenmarkt Strom

6.4.1 Einführung

673. Der Endkundenmarkt Strom ist durch eine große Dynamik geprägt; eine immer größere Zahl von Anbietern drängt in den Markt. Mittelfristig ist jedoch mit einer Konsolidierung zu rechnen, da viele Anbieter vermutlich nicht die nötige Größe erreichen, um langfristig profitabel am Markt bestehen zu können.[628] Bei den Neueintritten handelt es sich hauptsächlich um Discounter. Des Weiteren nutzen kommunale und private Akteure gleichermaßen die Strategie einer (z. B. bundesweiten) Ausweitung ihrer Vertriebsgebiete. Dennoch gibt es eine Reihe von Akteuren, die auf eine flächendeckende Verfügbarkeit verzichten und sich stattdessen auf regionale Angebote spezialisieren.[629] Bieten Versorger Stromprodukte bundesweit an, erhöht dies die Wettbewerbsintensität. Insbesondere für Verbraucher in Gebieten mit vergleichsweise geringer Anbieterzahl nehmen so die Wahlmöglichkeiten zwischen mehreren Anbietern zu. Während im Januar 2010 auf dem Privatkundenmarkt Gas lediglich sechs Anbieter bundesweit ihre Produkte angeboten haben, waren es auf dem Privatkundenmarkt Strom 46 Anbieter.[630] Eine Strategie für Kundenzuwächse ist für einen reinen Strom- bzw. Gasanbieter auch die Ergänzung seines bestehenden Portfolios um Gas- bzw. Stromangebote.[631] Teilweise ergeben sich solche Entwicklungen auch durch Rekommunalisierungsprozesse, d. h. durch die Rückführung des vormals an Private verkauften Eigentums auf allen Wertschöpfungsstufen leitungsgebundener Energieversorgung. So werden beispielsweise Stromnetze in kommunale Hand rücküberführt und im Zusammenhang damit Stadtwerke zurückgekauft oder neu gegründet.[632] Der Stromkunde kann inzwischen aus einer ganzen Reihe unterschiedlicher Tarife wählen. Onlinetarifrechner sorgen dafür, dass die Transparenz auf dem Endkundenmarkt erheblich erhöht wird und Transaktionskosten eines Tarifwechsels für die Nachfrager gesenkt werden können.

674. Der Stromendkundenmarkt ist gekennzeichnet durch ein Nebeneinander einer ganzen Reihe von privaten und kommunalen Akteuren, darunter Stadtwerke, reine Stromvertriebler und Vertriebstöchter großer Energieversorgungsunternehmen (E.ON AG, RWE AG, Vattenfall Europe AG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG), die alle miteinander im Wettbewerb stehen. Auf der Erzeugerstufe liegt bislang die Konzentration der vier größten Erzeuger (E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW) immer noch bei etwa 80 Prozent.[633] So erscheint es auch insbesondere vor dem Hintergrund des Trends der Rekommunalisierung interessant, sich ein Bild davon zu machen, wie bereits zum

[627] Vgl. ebenda, S. 137 ff. Es handelt sich erneut um mengengewichtete Einzelhandelspreisniveaus.
[628] Vgl. Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarktreport 2009, März 2010, S. 14.
[629] Vgl. ebenda, S. 15, 18.
[630] Vgl. ebenda, S. 19.
[631] Beispiele hierfür sind die Elektrizitätswerke Schönau, die Stadtwerke Löbau, Naturstrom und SECURA Energie. Vgl. Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarktreport 2009, März 2010, S. 18.
[632] Vgl. ebenda.
[633] Vgl. hierzu genauer Abschnitt 5.1.1.

jetzigen Zeitpunkt kommunale und private Stromanbieter auf der letzten Wertschöpfungsstufe aufgestellt sind. Hierfür muss in einem ersten Schritt geklärt werden, wie sich die konkrete Eigentümerstruktur der Letztanbieter auf dem Strommarkt gestaltet.

675. Interessant scheint an dieser Stelle auch die besondere Rolle des Grundversorgers. Als Grundversorger gilt jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert.[634] In einen Grundversorgertarif sind automatisch all jene Stromkunden eingruppiert, die keinen Tarif- und/oder Lieferantenwechsel vollzogen haben; der Vertragstyp der Grundversorgung stellt nach wie vor eine vergleichsweise teure Art der Elektrizitätsversorgung dar. Die zunehmende Dynamik im Wettbewerb führt allerdings zu einer langsamen Erosion der Marktanteile der Grundversorger.[635] Vor dem Hintergrund der zunehmenden Rekommunalisierung wird untersucht, welche Grundversorger mindestens mehrheitlich von Kommunen bzw. allgemein vom Staat kontrolliert werden und wie diese Grundversorger auf dem Endkundenmarkt positioniert sind.

676. Die Relevanz des Grundversorgers auf dem Endkundenmarkt Strom wird insbesondere dadurch unterstrichen, dass noch immer 45 Prozent der Haushaltskunden einen Grundversorgungsvertrag besitzen und insoweit bislang nicht von den Wechselmöglichkeiten, die der Wettbewerb geschaffen hat, Gebrauch machen. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass Kunden des Grundversorgers gegebenenfalls auch ohne Wechsel zu einem anderen Lieferanten von einem gestiegenen Angebot im Endkundenmarkt profitieren, da ein Grundversorger unter Umständen auf den stärkeren Wettbewerb mit Preissenkungen oder dem Angebot eines im Vergleich zur Situation mit weniger Wettbewerbern günstigeren Sondertarifs reagiert. Inwieweit ein derartiger Kausalzusammenhang tatsächlich gegeben ist, kann anhand rein deskriptiver empirischer Auswertungen indes nicht entschieden werden.

677. Ziel der vorliegenden empirischen Untersuchung zum Endkundenmarkt Strom ist es daher nicht, kausale Zusammenhänge zwischen der Eigentümerstruktur der Anbieter und dem Preissetzungsverhalten zu entschlüsseln, sondern vielmehr einen detaillierten Einblick in aktuelle Tarifstrukturen zu gewinnen. Vor der zunehmend zu beobachtenden Rekommunalisierung von Stromanbietern liegt ein Fokus der Betrachtung auf Tarifen staatlicher Akteure. Gesondert werden zudem die Angebote der vier größten Stromerzeuger betrachtet. Tiefer gehende Analysen des Preissetzungsverhaltens, die auch kausale Interpretationen zulassen, erfordern den Einsatz ausgeklügelter ökonometrischer Methoden und die Berücksichtigung ergänzender Informationen auf Marktebene, wie z. B. der Einwohnerstruktur, der Kaufkraft oder des Wechselverhaltens der Kunden. Die hier vorgestellte Deskription des Preissetzungsverhaltens mag als Grundlage und Motivation für derartige weiterführende Analysen dienen.

6.4.2 Vorgehensweise

678. Als Datengrundlage dienen die nach Jahresabnahmepreis 50 günstigsten Tarife für einen Haushalt mit 4 000 kWh Abnahmemenge je Postleitzahlengebiet in Deutschland. Zudem umfasst die Datenbasis den Standardtarif des Grundversorgers. Die Daten wurden durch die Firma Verivox zum Berichtsstand der fünften Kalenderwoche 2011 erhoben und der Monopolkommission für eigene Berechnungen zur Verfügung gestellt.

679. Um einen Tarifvergleich nach Eigentümerstruktur der Anbieter durchführen zu können, wurden für jeden identifizierten Stromanbieter Daten zum kontrollierenden Eigentümer vom Verband der Vereine Creditreform (VVC) hinzugespielt. Im Falle von Kapitalgesellschaften wurde demjenigen Anteilseigner, der direkt oder indirekt über dritte Unternehmen mindestens die Hälfte des Eigenkapitals hält, die Kontrolle des betreffenden Stromanbieters zugerechnet. Informationen zu kontrollierenden Eigentümern von Stadtwerken oder sonstigen Anbietern, die nicht im Handelsregister eingetragen sind oder aus anderen Gründen nicht in der VVC-Datenbank geführt werden, wurden soweit möglich manuell mithilfe vertrauenswürdiger Informationen im Internet, Pressemeldungen und Telefoninterviews nachrecherchiert. Mit diesem Vorgehen konnten zu rund 98 Prozent der in den Verivox-Daten aufgeführten Stromanbieter die kontrollierenden Eigentümer identifiziert werden. In einigen wenigen Fällen existiert kein einzelner Anteilseigner, der mehr als 50 Prozent des Anteilsbesitzes kontrolliert.

680. Die deskriptive Auswertung der vorliegenden Tarifinformationen erfolgt auf Postleitzahlebene. Um Missverständnisse zu vermeiden und die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erhöhen, werden im Vorfeld einige Bereinigungen der Datenbasis durchgeführt.

681. Für jeden Kunden ist stets ein bestimmter Grundversorger zuständig. Da sich die regionale Abdeckung eines Grundversorgers jedoch von der Postleitzahleneinteilung unterscheidet, werden zunächst alle diejenigen Gebiete von der Analyse ausgenommen, in denen mehr als ein Grundversorger aktiv ist. Dies hat einerseits den Nachteil, dass ein Informationsverlust entsteht, erhöht aber andererseits die Vergleichbarkeit, da in den verbleibenden Gebieten der zuständige Grundversorger und dessen Konkurrenztarife eindeutig identifiziert werden.

682. Um auch innerhalb der Tarifstrukturen eine hohe Vergleichbarkeit zu gewährleisten, werden nur Tarife ohne Vorauskasse in die Analyse mit einbezogen. Dies hat den Hintergrund, dass bei Vorauskasse-Tarifen zum

[634] Gemäß § 36 Absatz 1 EnWG haben Energieversorgungsunternehmen für Netzgebiete, in denen sie die Grundversorgung von Haushaltskunden durchführen, allgemeine Bedingungen und allgemeine Preise für die Versorgung in Niederspannung oder Niederdruck öffentlich bekanntzugeben und im Internet zu veröffentlichen und jeden Haushaltskunden zu diesen Bedingungen und Preisen zu versorgen. Die Pflicht zur Grundversorgung besteht nicht, wenn die Versorgung für das Energieversorgungsunternehmen aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist.

[635] Vgl. Verivox GmbH/Kreutzer Consulting GmbH, Energiemarktreport 2009, März 2010, S. 29.

Teil das Insolvenzrisiko des Stromanbieters durch den Kunden übernommen wird und somit nur bestimmte, eher risikofreudige Abnehmer angesprochen werden. Dagegen können Kunden in Tarife ohne Vorauskasse ohne Beitragsverlustrisiko wechseln, wodurch derartige Tarife für eine erheblich größere Anzahl potenzieller Abnehmer interessant werden und damit einen deutlich höheren Wettbewerbsdruck auf den Grundversorger und übrige Konkurrenten entfalten dürften.

683. Nach Bereinigung der Daten verbleiben von ursprünglich 8 227 Postleitzahlengebieten in der Datenlieferung von Verivox Informationen zu 7 323 Postleitzahlengebieten, auf deren Basis die nachfolgenden Auswertungen durchgeführt werden.[636] Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass trotz der recht großen Anzahl an Beobachtungen keine repräsentative Stichprobe für den deutschen Endkundenmarkt vorliegt und daher keine Hochrechnungen der Ergebnisse für ganz Deutschland möglich sind. Neben der notwendigen Bereinigung der Datenbasis liegt dies auch an der Abgrenzung der Postleitzahlengebiete, die weder repräsentativ nach regionalen Strukturmerkmalen noch nach den hier nicht definierten Grenzen des deutschen Stromendkundenmarktes vorgenommen wurde. Weil die zugrunde gelegten Daten jedoch zumindest nach Postleitzahlengebieten gerechnet flächenmäßig 89 Prozent des deutschen Endkundenmarktes abdecken, geben die präsentierten Statistiken einen sonst nur mit unverhältnismäßig hohem Ressourcenaufwand erreichbaren Einblick in das Preissetzungsverhalten der Stromanbieter in Deutschland.

6.4.3 Ergebnisse

684. Innerhalb der betrachteten Datenbasis werden insgesamt 621 verschiedene Anbieter beobachtet. Differenziert nach der Eigentümerstruktur der betrachteten Letztanbieter auf dem Strommarkt zeigt sich, dass 439 wenigstens mehrheitlich in kommunaler und 182 wenigstens mehrheitlich in privater Hand sind. Demgemäß werden also 71 Prozent der Anbieter durch einen staatlichen Eigentümer kontrolliert. Untersucht man die Eigentümerstruktur der privaten Wettbewerber genauer, so werden insgesamt 46 Anbieter (25 Prozent der privaten Anbieter) direkt oder indirekt über dritte Unternehmen von einem der vier großen Energieversorger, also von E.ON, RWE, Vattenfall oder EnBW, kontrolliert.

685. Eine Betrachtung der unterschiedlichen angebotenen Tarife ergibt ein ähnliches Bild. Von den 621 Anbietern in der Stichprobe werden insgesamt 3 072 verschiedene Tarife angeboten. Davon entfallen 2 219 Tarife (72 Prozent) auf die kommunalen Anbieter und 303 Tarife (10 Prozent) auf ein Anbieterunternehmen von E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW. Es ist allerdings zu beachten, dass eine Großzahl der beobachteten Tarife Lokaltarife darstellen, die teilweise nur innerhalb eines einzigen oder weniger als zehn Postleitzahlengebieten angeboten werden, wogegen der Verbreitungsgrad anderer Tarife, darunter insbesondere einige, die von E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW oder ihren Töchtern angeboten werden, als deutschlandweit einzustufen ist.

686. Vor allem den Anbietern der vier großen Energieversorgungsunternehmen kommt daher ein größeres Gewicht im Endkundenmarkt zu, als die reine Betrachtung der Anzahl der Anbieter oder Tarife zunächst vermuten lässt. Dies veranschaulicht eine Betrachtung der flächenmäßigen Anbieterabdeckung. Demnach sind in 72 Prozent aller betrachteten Postleitzahlengebiete alle vier großen Erzeugerunternehmen als Anbieter mindestens eines Tarifes aktiv. In weiteren 22 Prozent aller Fälle bieten mindestens drei der vier großen Energieversorger den Endverbrauchern einen Liefervertrag an. In 79 Prozent aller Gebiete sind sogar mindestens fünf unterschiedliche Unternehmen, die von E.ON, RWE, Vattenfall oder EnBW kontrolliert werden, aktiv, was belegt, dass einzelne der vier großen Energieversorgungsunternehmen teilweise mit unterschiedlichen Tochtergesellschaften gleichzeitig in einem Gebiet auftreten.

687. Kommunale Stromanbieter sind gemessen an der absoluten Anzahl der Unternehmen bzw. Betriebe recht zahlreich im Endkundenmarkt vertreten, aufgrund des häufig regional begrenzten Angebots jedoch vergleichsweise wenig aktiv. Im Durchschnitt bieten elf verschiedene kommunale Anbieter je Postleitzahlengebiet wenigstens einen Tarif innerhalb des Beobachtungskreises an. In allen Postleitzahlengebieten sind immerhin mindestens fünf unterschiedliche kommunale Anbieter von den 439 beobachteten kommunalen Anbietern aktiv.

688. Anhand der deskriptiven Daten lässt sich also keine Begründung für Neugründungen kommunaler Stromanbieter finden. Angesichts des bereits vorhandenen flächendeckenden Angebots von Stromtarifen kommunaler Unternehmen ist vielmehr die Frage zu stellen, ob nicht bereits ein ausreichendes oder aus gesamtgesellschaftlicher Sicht sogar übergroßes kommunales Engagement auf Endkundenebene im Strommarkt vorliegt. In allen der betrachteten Postleitzahlengebiete sind mindestens fünf verschiedene kommunale Anbieter aktiv. So scheint in diesen Gebieten der Grenznutzen eines zusätzlichen kommunalen Anbieters gering und die Gefahr eines kommunalen Überangebots groß.

689. Dieser Eindruck verstärkt sich noch vor dem Hintergrund, dass in jedem der 7 323 betrachteten Postleitzahlengebiete mindestens sechs, im Durchschnitt sogar 13 weitere private Stromanbieter aktiv sind, die nicht von E.ON, RWE, Vattenfall oder EnBW kontrolliert werden. Mithin existiert ein vielfältiges Angebot an Wechselmöglichkeiten für die Stromverbraucher.

690. Falls von kommunalen Stromanbietern auf Endkundenebene ein positiver Wettbewerbsdruck auf die übrigen privaten Stromanbieter ausgeht, was prinzipiell als Argument für eine Rekommunalisierung angeführt werden könnte, ist dies zumindest nicht an einer Angebotsknappheit zu erkennen, die durch kommunale Anbieter ausgeglichen würde. Vor dem Hintergrund des vorhande-

---

[636] Die Post hat insgesamt 8 259 Postleitzahlen für Orte und Gemeinden in Deutschland vergeben (Stand 2003).

nen Angebots der bereits aktiven kommunalen Teilnehmer am Endkundenmarkt scheint ein stärkeres Engagement der Kommunen durch Übernahmen privater oder Neugründungen eigener Vertriebsgesellschaften daher nicht gerechtfertigt. Wenn vonseiten der kommunalen Stromanbieter eine den Wettbewerb belebende Wirkung aktiv entfacht werden soll, wäre eher zu überlegen, dies durch zusätzliche kompetitive Angebote der vorhandenen Anbieter in die Wege zu leiten.

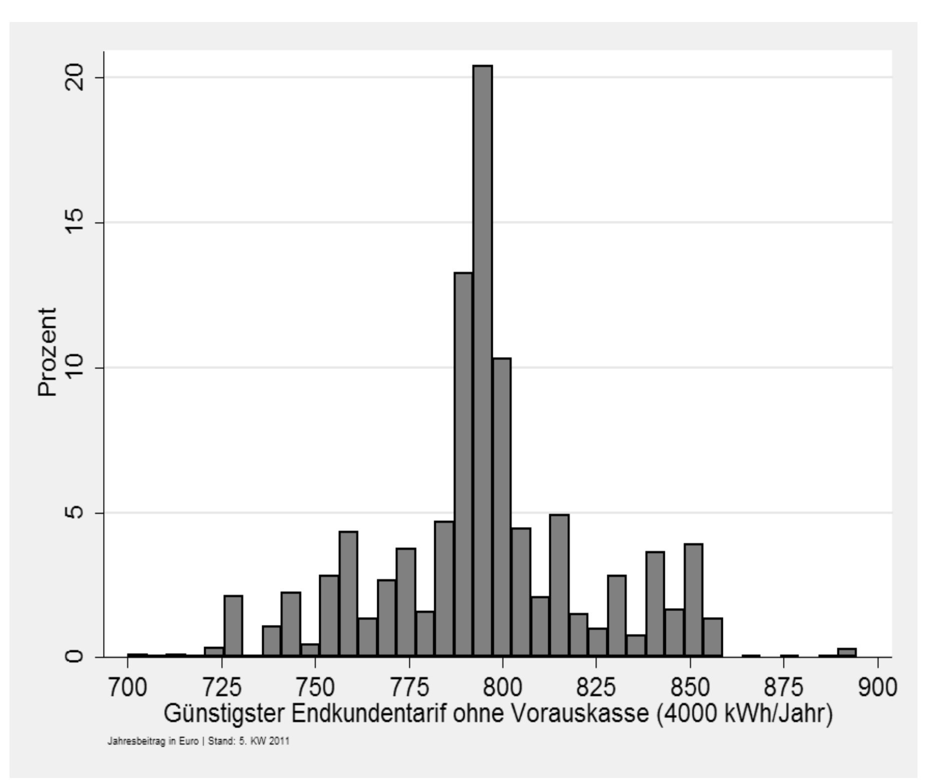
691. Schließlich ist zu bedenken, dass kommunale Anbieter nicht per se den Kundenvorteil maximieren, was schon dadurch belegt wird, dass sie in nur 109 von 7 323 Fällen den günstigsten Tarif ohne Vorauskasse im jeweiligen Postleitzahlengebiet anbieten. Insofern muss auch eine wettbewerbsmindernde Wirkung kommunaler Stromanbieter im Endkundenmarkt in Betracht gezogen werden. In diesem Zusammenhang ist zu bedenken, dass potenzielle neue private Anbieter aufgrund bereits etablierter kommunaler Anbieter vor einem Eintritt in den Markt zurückschrecken könnten. Dies würde aus Kundensicht sehr wahrscheinlich ein vermindertes Tarifangebot bedeuten und damit den bereits zahlreich am Endkundenmarkt vertretenen großen Stromerzeugern helfen, ihre Marktposition zu festigen. Mithin hätte die fortschreitende Rekommunalisierung – entgegen der intendierten Wirkung – einen tendenziell weniger intensiven Wettbewerb und damit eine Schlechterstellung der Kunden zur Folge.

692. Mit den vorhandenen Daten ist weder eine kausale Verbesserung noch eine kausale Verschlechterung der Wettbewerbssituation auf dem Endkundenmarkt Strom durch vermehrte Konkurrenz kommunaler Anbieter nachweisbar. Um die Wettbewerbssituation zumindest besser beschreiben zu können, werden die vorhandenen Statistiken im Folgenden durch eine fokussierte Betrachtung der günstigsten Anbieter je Postleitzahlengebiet ergänzt. Damit wird der Annahme Rechnung getragen, dass insbesondere die sehr günstigen Anbieter den (Preis-)Wettbewerb im Endkundenmarkt antreiben und aktiv um neue Kunden werben.

693. Eine besondere Bedeutung kommt regelmäßig dem absolut günstigsten verfügbaren Angebot im jeweiligen Gebiet zu, da es die maximale monetäre Verbesserungsmöglichkeit eines Stromkunden determiniert. Zudem kann angenommen werden, dass das individuelle Einsparpotenzial den Anreiz eines Kunden, einen Anbieterwechsel zu vollziehen, maßgeblich bestimmt. Je größer das maximale Einsparpotenzial, desto größer dürfte daher auch der Wettbewerbsdruck sein, der von dem jeweiligen Tarif auf den Grundversorger und die übrigen Konkurrenten im Markt ausgeht.

Abbildung 6.5

Günstigster Endkundentarif ohne Vorauskasse



Quelle: Eigene Berechnung auf Grundlage von Verivox-Daten

694. Im Durchschnitt betrug der günstigste Endkundenpreis für eine Abnahmemenge von 4 000 kWh im Jahr ohne Vorauskasse 795 Euro. Abbildung 6.5 zeigt die Verteilung des günstigsten Tarifs über alle betrachteten Postleitzahlengebiete. 99 Prozent der Angebote liegen im Bereich zwischen 700 und 900 Euro pro Jahr, wobei die meisten Angebote nicht weit vom Durchschnittstarif abweichen und sich recht gleichmäßig um den mittleren Wert verteilen. Es gibt offensichtlich einige Ausreißer (18 Werte liegen unter 700 Euro), die jedoch als untypische Ausnahmefälle bezeichnet werden können.

695. Der günstigste Tarif wird nur 109-mal von einem kommunalen Anbieter und nur 67-mal von einem Anbieter, der von den vier großen Energieversorgern kontrolliert wird, angeboten. In den meisten der 7 323 Postleitzahlengebiete, nämlich in 7 147 Fällen (entspricht etwa 98 Prozent), wird der günstigste Tarif dementsprechend von einem privaten Anbieter, der nicht zu einem der großen vier Energieversorgungsunternehmen gehört, angeboten. Auch der zweitgünstigste Tarif wird immerhin in 647 Fällen von einem kommunalen Anbieter angeboten. Auch der zweitgünstigste Tarif wird immerhin in 647 Fällen von einem kommunalen Anbieter und in 10 Prozent der Fälle (730) von einem den vier großen Erzeugern zugehörigen Anbieter angeboten.

696. Neben dem günstigsten Tarif selbst kommt den dem günstigsten Tarif vergleichbaren Angeboten eine besondere Bedeutung zu. Sollte der günstigste Anbieter aufgrund bestimmter nicht beobachtbarer Eigenschaften oder Kundenpräferenzen, wie zum Beispiel der Markenreputation, nicht für einen Wechsel infrage kommen, liegt es nahe, auf die nächstgünstigeren Tarife auszuweichen, solange eine gewisse Beitragsminderung erhalten bleibt. Es ist anzunehmen, dass zumindest diejenigen Anbieter, die maximal 5 Prozent teurer sind als der günstigste Tarif, bei prinzipiell wechselwilligen Kunden in die engere Wahl geraten. Zudem kommen innerhalb dieser engen Preisspanne am ehesten preisunabhängige Tarifeigenschaften als Wechselgrund in Betracht. Aus diesen Gründen kann allein die Anzahl an Wettbewerbern, die innerhalb dieser Preisspanne agieren, einen Eindruck für die vorliegende Wettbewerbsintensität im jeweiligen Gebiet vermitteln, wobei zu berücksichtigen ist, dass nicht zwingend ein positiver Zusammenhang zwischen der Anzahl der Wettbewerber und der Wettbewerbsintensität bestehen muss.

697. Innerhalb der Tarife, deren Preise pro Jahr maximal 5 Prozent höher liegen als die des günstigsten Anbieters, sind durchschnittlich 3,5 Anbieter neben dem Erstplatzierten aktiv. In 61 Prozent der Fälle sind mindestens drei alternative Anbieter innerhalb der Top-5 Prozent-Tarife vertreten. Abbildung 6.6 zeigt die vollständige Verteilung der Konkurrenten zu Platz eins innerhalb der betrachteten Preisspanne insgesamt (a) und aufgeteilt nach der Eigentümerstruktur (b-d).

698. In 59 Prozent der Postleitzahlengebiete findet sich kein einziger kommunaler Anbieter, wohingegen in 41 Prozent der Postleitzahlengebiete zumindest ein kommunaler Wettbewerber einen kompetitiven Tarif innerhalb der 5 Prozent-Preisspanne anbietet. Vor dem Hintergrund, dass häufig mindestens elf kommunale Anbieter pro Postleitzahlengebiet grundsätzlich aktiv sind, deuten die Ergebnisse darauf hin, dass sich die kommunalen Anbieter oftmals nicht dem Preiswettbewerb stellen bzw. diesen selbst antreiben.

699. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Betrachtung von preislich kompetitiven Angeboten der vier großen Oligopolisten. Trotz deutschlandweiter Präsenz sind die angebotenen Tarife meist mindestens 5 Prozent teurer als der günstigste Anbieter im jeweiligen Postleitzahlengebiet. Lediglich in 29 Prozent der Fälle bietet zumindest ein den großen Stromerzeugern zugehöriges Unternehmen einen Tarif innerhalb der vorgegebenen Preisspanne an. Auch hier deuten die Ergebnisse also darauf hin, dass sich die vier großen Energieversorger selten dem Preiswettbewerb im Endkundenmarkt stellen bzw. diesen selbst antreiben.

700. Im Kontrast zur relativ geringen Präsenz kommunaler Anbieter und der vier großen Versorgungsunternehmen innerhalb der Top-5 Prozent-Tarife zeigt Abbildung 6.6 (c), dass den Endkunden im Strommarkt in fast allen Fällen mindestens ein, häufig sogar mehrere alternative Anbieter (76 Prozent der Postleitzahlengebiete) innerhalb der gewählten 5 Prozent-Preisspanne zur Auswahl stehen.

701. Insgesamt lassen die bisher präsentierten Statistiken auf vorhandenen Wettbewerb im Endkundenmarkt Strom schließen. Kommunale Stromanbieter scheinen hierfür jedoch im Vergleich zu privaten Anbietern, die nicht den vier großen Stromerzeugungsunternehmen zugehören, erheblich seltener verantwortlich zu sein. Dass sowohl die kommunalen Anbieter als auch die von den großen vier Stromerzeugern kontrollierten Unternehmen selten sehr günstige Tarife anbieten, könnte durch eine Ausnutzung vorhandener Marktmacht erklärbar sein; dies lässt sich jedoch mit den verfügbaren Daten nicht nachweisen.

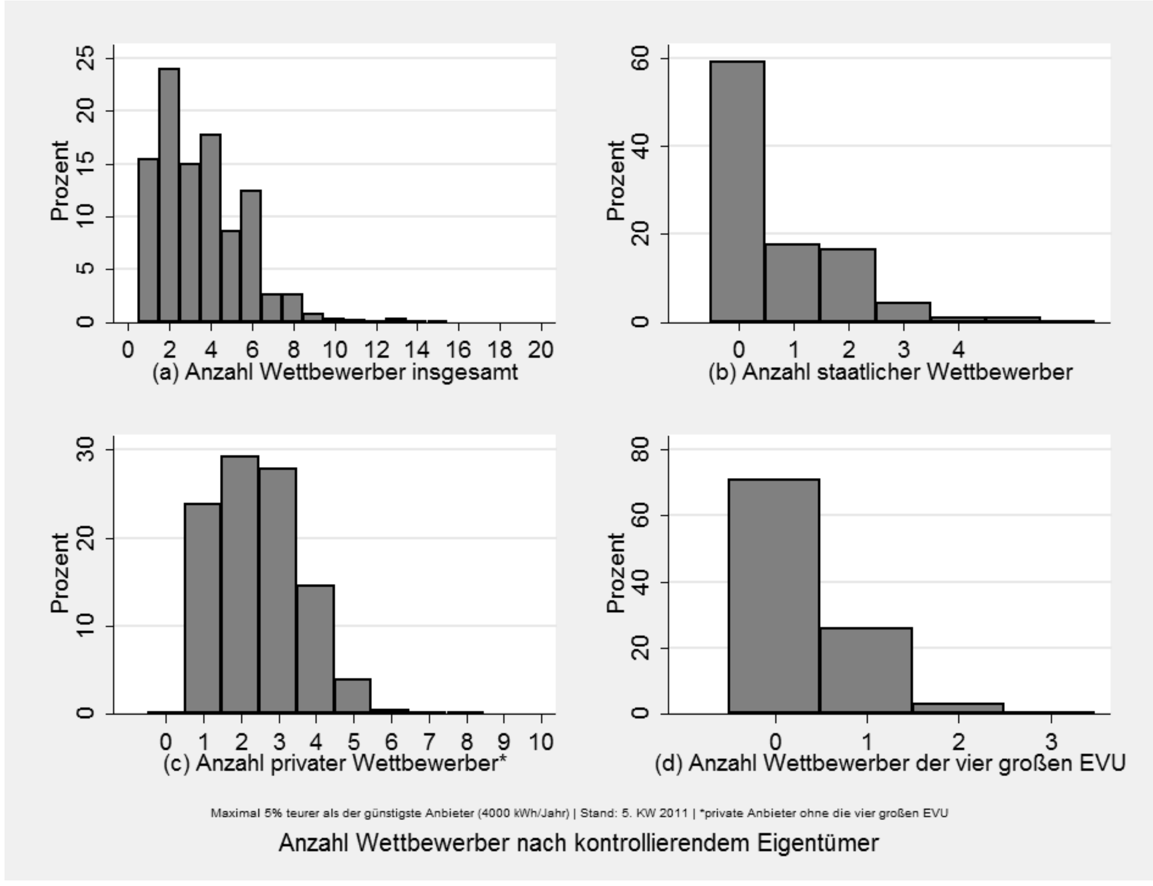
702. Die Grundversorger nehmen aufgrund ihres öffentlichen Auftrags zur Stromversorgung eine Sonderstellung ein. Insbesondere sorgt die gesetzlich vorgeschriebene Zuordnung eines jeden Stromabnehmers zum Grundversorger, solange der Kunde nicht selbst einen anderen Anbieter wählt, für eine außerordentliche Position im Wettbewerb. Vor diesem Hintergrund und den immer noch hohen Marktanteilen der Grundversorger im nicht gewerblichen Endkundenmarkt wird im Folgenden das Preissetzungsverhalten der Grundversorger gesondert untersucht.

703. Zunächst werden die Grundversorger den drei bereits oben verwendeten Eigentümerkategorien zugeordnet. Kommunale Grundversorger wurden in 2 101 Fällen beobachtet, was 29 Prozent der beobachteten Postleitzahlengebiete entspricht. Kommunale Anbieter sind also im Verhältnis zu ihrer absoluten Anzahl nur verhältnismäßig selten als Grundversorger in einzelnen Gebieten aktiv. Grundversorger in privatem Besitz, die nicht von einem der vier großen Energieversorgungsunternehmen mehrheitlich kontrolliert werden, sind in 7 Prozent (511) der

Abbildung 6.6



Anzahl der Wettbewerber, die einen Tarif anbieten, dessen Jahrespreis maximal 5 Prozent über dem des günstigsten liegt



Quelle: Eigene Berechnung auf Grundlage von Verivox- und VVC-Daten

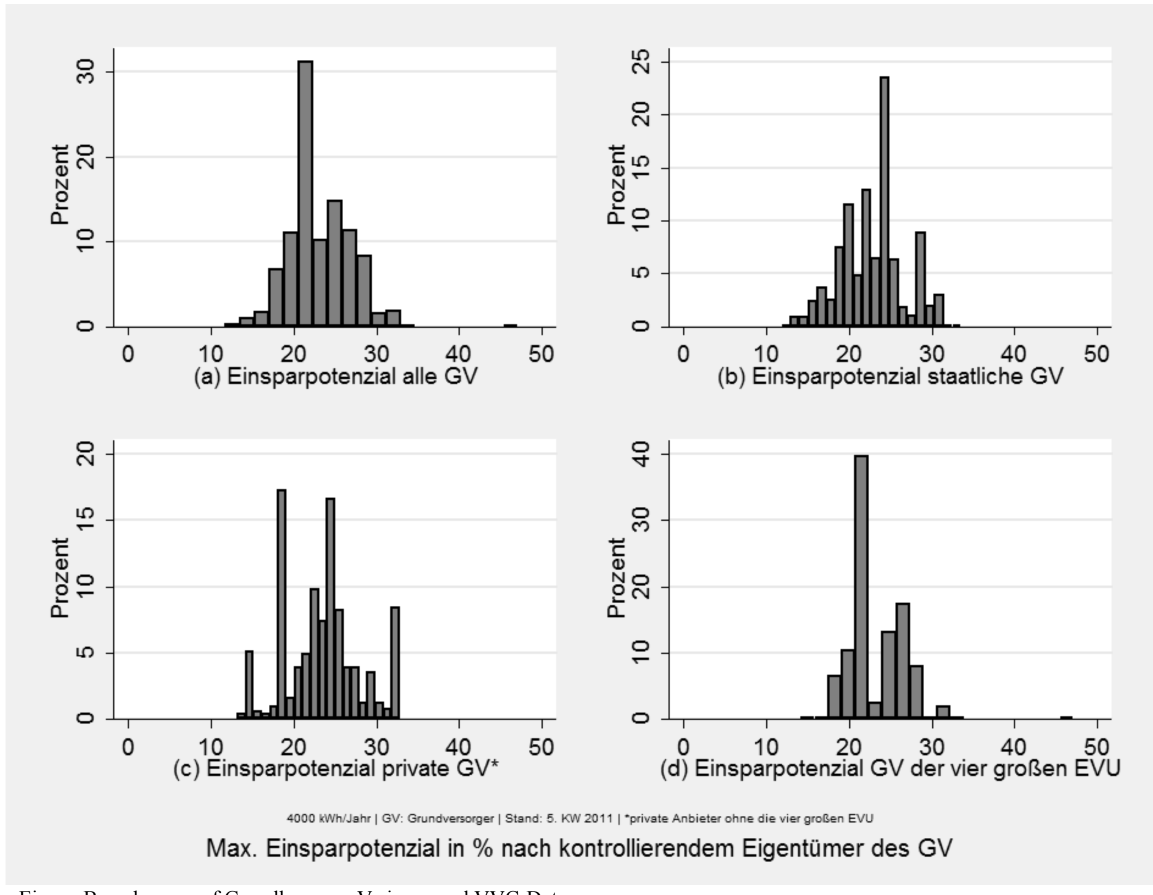
Postleitzahlengebiete aktiv. Somit kontrolliert in 64 Prozent (4 711) der Fälle einer der vier größten deutschen Stromerzeuger den entsprechenden lokalen Grundversorger. Angesichts der hohen Kundenkonzentration auf die lokalen Grundversorger und des bereits oben dargelegten hohen Aktivitätsgrades der vier großen Energieversorger ist folglich davon auszugehen, dass die E.ON AG (~31 Prozent), die RWE AG (~19 Prozent), die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (~11 Prozent) und die Vattenfall Europe AG (~4 Prozent) gemeinsam über einen erheblichen Anteil auf den Stromendkundenmärkten verfügen.

704. Im Durchschnitt beträgt der Jahrespreis aller Grundversorger im Standardvertragstarif für 4 000 kWh 1 038 Euro. Dieser Preis liegt mit einer Differenz von 243 Euro weit über dem mittleren Preis des erstplatzierten Anbieters. Differenziert nach kontrollierendem Eigentümer ergeben sich durchschnittliche Preise von 1 018 Euro der staatlich kontrollierten Grundversorger, von 1 046 Euro der Grundversorger in der Hand einer der vier großen Energieerzeuger und von 1 036 Euro der übrigen Grundversorger in privater Hand. Aus diesen deskriptiven Daten kann indes nicht auf relativ überhöhte Tarife der vier großen Energieversorgungsunternehmen geschlossen werden, da unter Umständen beispielsweise höhere Strombeschaffungskosten in denjenigen Gebieten, in denen einer der vier großen Energieversorgungsunternehmen den Grundversorger kontrolliert, für die deskriptiv höheren Preise verantwortlich sein können.

705. Für die Attraktivität eines Anbieterwechsels – und damit auch den Wettbewerbsdruck von Konkurrenten auf den Grundversorger – ist die Höhe des damit verbundenen monetären Einsparpotenzials ausschlaggebend. Zur Analyse des Einsparpotenzials bietet sich ein Vergleich der prozentualen Jahresbeitragsminderungen bei einem Wechsel vom Grundversorgerstandardtarif zum erstplat-

Abbildung 6.7

Verteilung der maximalen relativen Jahresbeitragsminderung bei einem Wechsel vom Grundversorger zum günstigsten Anbieter



Quelle: Eigene Berechnung auf Grundlage von Verivox- und VVC-Daten

zierten Tarif an. Abbildung 6.7 zeigt die entsprechende Verteilung der Einsparmöglichkeiten über alle Postleitzahlengebiete (a) sowie getrennt nach den Grundversorger kontrollierenden Eigentümern (b-d).

706. Das durchschnittliche maximale Einsparpotenzial je betrachtetem Postleitzahlengebiet liegt bei 23,27 Prozent und schwankt je nach Eigentümerschaft nur geringfügig. Ein genauer Blick auf die Verteilung der Einsparpotenziale belegt indes Unterschiede zwischen den Eigentümerkategorien. So sind die Einsparpotenziale bei Grundversorgern der vier großen Energieversorger trotz der absolut am häufigsten beobachteten Tarife auf einen relativ kleinen Bereich zwischen 17,5 Prozent und 31,5 Prozent konzentriert, wohingegen insbesondere die Tarife der übrigen Grundversorger in privater Hand eine etwas größere Spreizung zwischen 14,9 Prozent und 32,9 Prozent, die in staatlicher Hand zwischen 14,1 Prozent und 31,2 Prozent aufweisen.

707. Die Verteilung der Einsparpotenziale bei kommunalen Grundversorgern ähnelt der Verteilung bei privaten, nicht den vier großen Energieversorgern zugehörigen Anbietern. Es ist insofern nicht zu erkennen, dass kommunale Grundversorger ihren Kunden generell ein besonders vorteilhaftes Angebot unterbreiten. Die zum Teil erheblichen Einsparpotenziale bei einem Wechsel vom Grundversorger zu einem meist privaten, erstplatzierten Anbieter deuten darauf hin, dass Energieversorgungsunternehmen ihre Rolle als Grundversorger möglicherweise gewinnoptimierend ausnutzen.

708. Ein Grund für die beobachteten Differenzen der Verteilung der maximalen Einsparpotenziale könnte in einer stärker strategisch ausgerichteten Preispolitik der Grundversorger, die in der Hand der vier großen Energieversorgungsunternehmen sind, liegen. Offensichtlich vermeiden es diese Grundversorger zumindest, besonders hohe Einsparpotenziale zuzulassen. Dass gleichzeitig selten geringe Einsparpotenziale von unter 20 Prozent zu be-

obachten sind, mag an den hier nicht analysierten Sondertarifangeboten der Grundversorger liegen. Da diese in der Regel günstiger als der hier betrachtete Standardtarif, jedoch teurer als der günstigste verfügbare Tarif im jeweiligen Gebiet sind, könnte sich bei Hinzunahme derartiger Tarife in die Analyse ein anderes Bild ergeben.

709. Als Hauptergebnisse der deskriptiven Untersuchung des Endkundenmarktes Strom sind die folgenden Punkte hervorzuheben:

– Im nicht gewerblichen Stromendkundenmarkt sind sowohl insgesamt als auch auf einzelne Postleitzahlengebiete bezogen zahlreiche privat und staatlich kontrollierte Akteure aktiv.

– Die Angebote der kommunalen Stromanbieter sind häufig lokal begrenzt und eher selten unter den günstigsten Tarifen im Markt zu finden. Dennoch sind bereits jetzt flächendeckend Tarife von kommunalen Akteuren verfügbar.

– Die deskriptive Analyse hat keine Hinweise auf positive Wettbewerbseffekte kommunaler Anbieter hervorgebracht und legt daher eine kritische Beurteilung der aktuellen Rekommunalisierungsbestrebungen nahe.

– Von den vier größten deutschen Stromerzeugergesellschaften sind in 94 Prozent der betrachteten Postleitzahlengebiete mindestens drei als Endkundentarifanbieter aktiv. Zudem wird in 64 Prozent der untersuchten Postleitzahlengebiete der Grundversorger von einem den vier großen Stromerzeugern zugehörigen Unternehmen kontrolliert, was insgesamt einen großen gemeinsamen Marktanteil vermuten lässt.

– Die günstigsten Tarife im Markt werden regelmäßig von privaten Akteuren angeboten, die nicht von einem der vier großen Stromerzeuger kontrolliert werden.

Vor dem Hintergrund der vorliegenden Auswertungen ist grundsätzlich von Wettbewerb der Anbieter im Endkundenmarkt auszugehen. Sowohl die hohe Aktivität der vier großen Stromerzeuger als auch die bereits recht große Anzahl staatlich kontrollierter Anbieter bergen allerdings erhebliche Risiken für eine langfristig positive Entwicklung des Wettbewerbs im Endkundenmarkt. Die Monopolkommission arbeitet daher an weiterführenden empirischen Analysen, mit deren Hilfe zukünftig eine noch detailliertere Beschreibung des Endkundenmarktes möglich ist und stärker auf die Marktmacht bzw. die Wettbewerbswirkung der Angebote der verschiedenen Akteure eingegangen werden kann.

6.5 Preismissbrauchsverfahren auf Endkundenebene im Energiesektor

6.5.1 Das Instrument der Preismissbrauchskontrolle und des § 29 GWB

710. Ein typisches Verhalten von Unternehmen, die über Marktmacht verfügen, ist die Festlegung eines Preisniveaus, das von demjenigen abweicht, welches sich bei wirksamem Wettbewerb einstellen würde. Aus ökonomischer Sicht folgen aus diesem Verhalten häufig gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsverluste, in der Regel ausgelöst durch eine Senkung der sog. Konsumentenrente, sodass sich aufseiten der Abnehmer Nachteile ergeben. Kartellrechtlich ist dieses Verhalten in Deutschland unzulässig und wird auch als Ausbeutungsmissbrauch, bei Preisüberhöhungen auch spezieller als Preismissbrauch bezeichnet. Im Energiesektor verfügte in der Vergangenheit eine Vielzahl von Unternehmen auf unterschiedlichen Märkten über Marktmacht, die jedoch im Laufe der Liberalisierung und durch sukzessive Reduzierung struktureller Marktzutrittsbarrieren nach und nach durch den Marktzutritt von Wettbewerbern zurückgedrängt wurde und weiter zurückgedrängt wird. Insbesondere auf der Endkundenebene ist das Bundeskartellamt in den letzten Jahren mehrmals wegen des Verdachts auf Preishöhenmissbrauch gegen einzelne Energieversorger vorgegangen. Dieses Vorgehen auf der Endkundenebene wird nachfolgend von der Monopolkommission näher untersucht.

711. Die gesetzliche Grundlage für einen Eingriff wegen missbräuchlich überhöhter Preise findet sich im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen. Gemäß § 19 Absatz 4 Nummer 2 GWB verhalten sich marktbeherrschende Unternehmen missbräuchlich, wenn sie Entgelte fordern, die von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden. Als Maßstab gilt somit ein Als-Ob-Wettbewerbspreis, d. h. ein hypothetischer Preis, der sich bei wirksamem Wettbewerb auf dem beherrschten Markt einstellen würde. Methodisch nennt das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen das Vergleichsmarktkonzept als ein hervorgehobenes, aber nicht ausschließliches Prüfkriterium.

712. Neben dem Vergleichsmarktkonzept hat das Bundeskartellamt seit Ende des Jahres 2007 mit dem zu diesem Zeitpunkt eingeführten § 29 GWB vom Gesetzgeber ein weiteres rechtliches Instrument erhalten, um speziell gegen den Preismissbrauch auf Energiemärkten vorzugehen. Methodisch entspricht der vom Gesetzgeber zunächst bis zum 31. Dezember 2012 befristete § 29 GWB im Wesentlichen den Eingriffsbefugnissen des § 19 Absatz 4 Nummer 2 GWB, zählt jedoch die zur Führung des Missbrauchsnachweises zulässigen Methoden auf. Von Bedeutung ist vor allem, dass gemäß § 29 Satz 1 Nummer 1 GWB die Beweislast für die strukturelle Vergleichbarkeit der betrachteten Unternehmen umgekehrt wird. Nummer 2 eröffnet zudem explizit die Kostenkontrolle auch als selbstständig mögliche Prüfmethode.[637]

713. Die wettbewerbspolitische Diskussion der vergangenen Jahrzehnte hat die grundsätzliche Fragwürdigkeit einer Verfolgung von Preismissbräuchen immer wieder thematisiert. Einerseits soll der Verbraucher durch die aufgeführten Regelungen vor einem Ausbeutungsmissbrauch marktbeherrschender Unternehmen geschützt werden. Andererseits können kurzfristig durch Markt-

[637] Vgl. ausführlich zu den Wirkungen des § 29 GWB Monopolkommission, Preiskontrollen in Energiewirtschaft und Handel?, Sondergutachten 47, Baden-Baden 2007, Tz. 14 ff.

macht überhöhte Preise durchaus mit einem wirksamen und speziell innovativen Wettbewerbsgeschehen in Einklang stehen und deren Kürzung im Rahmen kartellrechtlicher Maßnahmen entsprechend mit wettbewerblichen Fehlwirkungen verbunden sein.

714. Die geübte Kritik an der Verfolgung von Preismissbräuchen lässt sich dahingehend zusammenfassen, dass behördlich erzwungene Preisherabsetzungen Außenseiter aus dem Markt drängen oder von einem Marktzutritt abhalten können, sodass sich die Lage der Wettbewerbspolitik in diesem Zusammenhang als „Zielkonflikt zwischen kurzfristigen Verbrauchervorteilen und mittel- oder langfristigen wettbewerbsstrukturellen Nachteilen“ beschreiben lässt. Preiskontrollen erweisen sich vor diesem Hintergrund als „Notbehelf“, der nur vertretbar erscheint, wenn „Märkte strukturell so gestört sind, dass man die Hoffnung auf die Selbstheilungskräfte des Wettbewerbs sinnvollerweise aufgibt.“[638] Prinzipielle Bedenken sprechen daher insbesondere gegen eine unvorsichtige Anwendung des Instruments.

715. Im Hinblick auf die befristete Einführung des § 29 GWB für die spezielle Missbrauchsaufsicht im Energiesektor hat die Monopolkommission neben diesen prinzipiellen Problemen der Preishöhenkontrolle zudem auf besondere Probleme einer durch § 29 GWB verschärften Anwendung im liberalisierten Energiesektor hingewiesen. So hat sie zwar die Meinung vieler Beobachter geteilt, dass sich der Wettbewerb auf den Energiemärkten in den vergangenen Jahren nicht unmittelbar in dem gewünschten Umfang entfaltet hat. Allerdings sieht sie, wie bereits in ihrem Sondergutachten zur Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen ausgeführt, in der Anwendung von § 29 GWB kein geeignetes Instrument zur Verfolgung des Ziels eines Wettbewerbs auf den Energiemärkten.[639] Kernpunkt der Kritik ist dabei, dass die Vorschrift nicht an den eigentlichen Ursachen eines fehlenden Wettbewerbs im Energiesektor ansetzt, sondern lediglich auf seine Symptome reagiert. Eine solche Symptombekämpfung hat jedoch zur Folge, dass in den sukzessive liberalisierten Märkten die Wettbewerbsentwicklung verlangsamt statt gefördert wird. Wettbewerbsdefizite, etwa durch Marktzutrittsbarrieren z. B. beim Zugriff auf Vorleistungsmärkte, bauen sich in diesen Sektoren mit zunehmender Erfahrung aufseiten der Regulierer und der potenziellen Wettbewerber nach und nach ab. Die Bekämpfung der Symptome schwindender Marktmacht einzelner Unternehmen durch das Bundeskartellamt schwächt jedoch entsprechend die Anreize potenzieller Wettbewerber, in den durch den Eingriff weniger lukrativen und unsichereren Markt einzutreten. Die Monopolkommission sieht dieses Problem besonders im Hinblick auf die Anwendung der Preishöhenkontrolle auf Endkundenmärkten für Energie gegeben, da gerade auf dieser Ebene am ehesten eine anziehende Wettbewerbsentwicklung abzusehen war und weiterhin ist und weitaus größere wettbewerbliche Probleme eher auf den vorgelagerten Märkten begründet liegen.

716. Neben wettbewerbstheoretischen Überlegungen sprechen auch Schwierigkeiten in der praktischen Anwendung der Preismissbrauchsaufsicht gegen das Instrument. Insbesondere bereitet dabei der Vergleichsmaßstab Probleme, anhand dessen festgestellt wird, ob ein Preisniveau als missbräuchlich anzusehen ist. Dabei muss der Nachweis der Preisüberhöhung am Maßstab wirksamen Wettbewerbs geführt werden. Zu diesem Zweck hat das Bundeskartellamt im Energiesektor zuletzt in der Regel auf das Konzept des Monopolpreisvergleichs in der Form des Erlösvergleichs zurückgegriffen.

717. Das Bundeskartellamt ist in den letzten Jahren mehrmals wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Preise gegen Unternehmen der Energiewirtschaft vorgegangen. Im März 2008 hat das Amt Missbrauchsverfahren gegen 35 Gasversorger, die zusammen bundesweit rund 3,5 Mio. Haushalte beliefern, wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Gaspreise für Haushalts- und Gewerbekunden eingeleitet. Das Bundeskartellamt differenziert hinsichtlich der Rechtsgrundlage zwischen § 29 GWB für das Jahr 2008 und § 19 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 4 Nummer 2 GWB für das Jahr 2007.[640] Die Verfahren betrafen die Preisgestaltung in den Jahren 2007 und 2008 und wurden überwiegend im November 2008 abgeschlossen. Sämtliche Verfahren wurden mit Zusagenlösungen eingestellt. Die Verpflichtungszusagen enthielten in erster Linie die Verschiebung von oder den Verzicht auf Preiserhöhungen, die auf Bezugskostensteigerungen basierten, sowie Bonuszahlungen und Preisnachlässe auf verbrauchte Kilowattstunden und die Überarbeitung der Preisgestaltung. Das Bundeskartellamt gibt an, dass sich das Volumen aller Zusagen auf ca. 130 Mio. Euro beläuft und sich zu ca. 45 Prozent aus Gutschriften und zu ca. 55 Prozent aus Preismaßnahmen zusammensetzt. Darüber hinaus haben die Gasversorger in einem Umfang von ca. 110 Mio. Euro[641] auf die Weitergabe gestiegener Gasbezugskosten verzichtet. Dieser Verzicht erfolgte bereits vor Abschluss der Verfahren und lässt sich sowohl durch das vom Bundeskartellamt eingeleitete Verfahren als auch durch eine Steigerung des öffentlichen Drucks erklären.[642]

718. Bereits in ihrem letzten Energiesondergutachten hat die Monopolkommission ihre Kritik an der Durchführung dieser Verfahren durch das Bundeskartellamt zum Ausdruck gebracht. Zunächst wies sie darauf hin, dass

---

[638] Möschel in Immenga/Mestmäcker, Wettbewerbsrecht, Bd. 2, GWB, 4. Aufl., München 2007, § 19 Rn. 151 f.

[639] Vgl. dazu und zum Folgenden Monopolkommission, Sondergutachten 47, a. a. O., Kapitel 1.

[640] Originär ist das Bundeskartellamt nur für rund 5 Prozent der deutschen Gasversorgungsunternehmen zuständig, die rund 15 Prozent der Gaskunden bedienen. Die restlichen 85 Prozent fallen in den Zuständigkeitsbereich der Landeskartellbehörden. Von den 35 Gasversorgungsunternehmen fielen 20 Unternehmen in die Zuständigkeit des Amtes, die übrigen wurden von den zuständigen Landeskartellbehörden übernommen. Damit waren rund 35 Prozent der deutschen Gaskleinkunden und 25 Prozent der abgesetzten Gasmenge in Deutschland Gegenstand der Verfahren.

[641] Die angegebenen Beträge sind Nettobeträge. Für den Endkunden wären zusätzlich noch Steuern und Abgaben hinzugekommen.

[642] Vgl. zu den Preismissbrauchsverfahren im Gassektor ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 503 ff.

Markteintrittsbarrieren dadurch entstanden sind, dass das Bundeskartellamt gleichzeitig Verfahren gegen 35 Gasversorger einleitete. Dadurch erhöhte sich die Gefahr eines Parallelverhaltens und damit einer Preisgleichschaltung. Ein erhebliches Problem sah die Monopolkommission zudem in der Orientierung an den durchschnittlichen Gasbezugskosten. Da die Bezugskosten Ausdruck der spezifischen Situation zum Beschaffungszeitpunkt sind, führt der Ansatz durchschnittlicher Bezugskosten dazu, dass einzelne Unternehmen plötzlich nicht mehr kostendeckend arbeiten können. Da dieser Wert zudem erst im Laufe des Verfahrens festgelegt wurde, war den Unternehmen eine Beurteilung ihrer eigene Situation zum Beschaffungszeitpunkt fast unmöglich. Dieses Vorgehen führt zu einer erheblichen Unsicherheit der Unternehmen, die effizientem wettbewerblichem Handeln entgegenstehen kann.[643] Die Zusagen der betroffenen Unternehmen, die insbesondere aus Rückerstattungen, Bonuszahlungen und dem Verzicht auf Preiserhöhungen bestehen, entfalten weiter erhebliche Marktverschlusseffekte, weil sie wie ein „Quasi-Kundenbindungsprogramm" wirken. Schließlich hat die Monopolkommission bedauert, dass in den damaligen Verfahren in keinem Fall eine Verfügung des Amtes gemäß § 32b GWB erlassen wurde und somit auch keine Beschwerde beim Oberlandesgericht eingelegt werden konnte, um die Gerichtsfestigkeit der Entscheidung des Bundeskartellamtes zu überprüfen.[644]

719. Ungeachtet der verschiedenen Kritikpunkte an der Durchführung der dargestellten Missbrauchsaufsicht hat das Bundeskartellamt zuletzt weitere Preismissbrauchsverfahren eingeleitet und auch weitgehend abgeschlossen, auf die nachfolgend ausführlich eingegangen werden soll.

6.5.2 Heizstromverfahren

720. In den letzten Jahren hat das Bundeskartellamt verschiedene Preismissbrauchsverfahren gegen die Anbieter von Heizstrom durchgeführt. Bei Heizstrom handelt es sich um die Versorgung mit Strom zur Raumheizung. In Deutschland setzen knapp 2 Mio. Haushalte Strom als Heizmittel ein, wobei in ca. 1,6 Mio. Haushalten Nachtspeicherheizungen und in etwa 350 000 Haushalten Wärmepumpen installiert sind.[645] Von wettbewerblicher Bedeutung ist insbesondere, dass der Bezug von Heizstrom im Vergleich zum Haushaltsstrom unterschiedliche Lastprofile und Abnahmespitzen verursacht, somit spezielle Tarife erfordert und deshalb sachlich als selbstständiger Markt abgegrenzt wird. Anders als auf den Märkten für Haushaltsstrom hat sich auf dem Heizstrommarkt jedoch bisher kaum eine aktive Wettbewerbsentwicklung eingestellt, sodass hier in der Regel oft ein einzelner Versorger eine marktbeherrschende Stellung besitzt und damit stets eine notwendige Voraussetzung für die Anwendung der Missbrauchsaufsicht nach § 19 und § 29 GWB erfüllt ist.

6.5.2.1 Verfahrensablauf

721. Im September 2009 hat das Bundeskartellamt auf Grundlage der §§ 19, 29 GWB gegen 19 Heizstromanbieter Verfahren wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung durch das Fordern überhöhter Preise eingeleitet.[646] An diese Unternehmen sowie an sechs Vergleichsunternehmen versendete das Bundeskartellamt umfangreiche Auskunftsbeschlüsse zur Erhebung von Erlös- und Kostendaten für die Jahre 2007, 2008 und 2009. Ein Anfangsverdacht hatte sich zuvor aufgrund mengengewichteter Tarifvergleiche für das Kalenderjahr 2008 ergeben.

722. Bei der Prüfung des Preisniveaus anhand der erhobenen Daten hat das Bundeskartellamt sein Vorgehen sowohl auf § 19 Absatz 4 Nummer 2 GWB als auch (für die Jahre 2008 und 2009) auf § 29 Satz 1 Nummer 1 GWB gestützt und hat das Vergleichsmarktkonzept angewendet. Ähnlich wie in früheren Verfahren hat es dazu einen Erlösvergleich durchgeführt, um das Verhalten der Unternehmen auf möglichen Preismissbrauch zu untersuchen. Eine Kostenprüfung, die gemäß § 29 Satz 1 Nummer 2 GWB ebenfalls zur Überprüfung der Entgelte genutzt werden kann, kam hingegen nur im Rahmen der sachlichen Rechtfertigung zur Anwendung.

723. Der vom Bundeskartellamt vorgenommene Erlösvergleich sieht vor, dass innerhalb des Betrachtungszeitraums von 2007 bis 2009 die Erlösniveaus der Unternehmen in einzelnen Kalenderjahren miteinander verglichen werden. Das oder die günstigsten Unternehmen werden zu sog. Vergleichsunternehmen, die Benchmark für die Erlöse der anderen Unternehmen sind.

Die Prüfung des Preisniveaus in Form eines Erlösvergleichs hat zur Folge, dass mehrteilige Tarife, Rabatte und andere Preisbestandteile in dem Vergleichsparameter erfasst werden. Erlöse aus der Einziehung von Netzentgelten, Steuern und Abgaben werden hingegen von den Gesamterlösen in Abzug gebracht, da sie nur bedingt durch den Versorger beeinflusst werden können oder einer Kontrolle durch andere Regulierungsinstrumente ausgesetzt sind.

Es verbleibt ein sog. Nettovergleichserlös, der sich im Wesentlichen aus den Vertriebskosten, den Energiebeschaffungskosten und der Marge des betrachteten Unternehmens zusammensetzt. Dieser Wert kann nun etwa auf eine vergleichbare Einheit heruntergebrochen werden, um festzustellen, ob die betrachteten Unternehmen voneinander abweichen. Diese Abweichung wird auf Ineffizienzen oder überhöhte Margen zurückgeführt, die sich bei wirksamem Wettbewerb nicht einstellen würden.

724. Nach intensiver Prüfung der eingereichten Daten entfiel in einem Fall der Anfangsverdacht, während gegen die übrigen Unternehmen die Verfahren fortgeführt wurden. Die meisten Verfahren wurden im Sommer/

[643] Vgl. ebenda, Tz. 513.
[644] Vgl. ebenda, Tz. 518.
[645] Vgl. BKartA, Heizstrom, a. a. O., S. 3.
[646] Das Bundeskartellamt hat seine gewonnenen Kenntnisse über den Markt und den Ablauf der Prüfung zudem in einem veröffentlichten Bericht relativ ausführlich dokumentiert; vgl. BKartA, Heizstrom, a. a. O.

Herbst 2010 aufgrund von Zusagen der Unternehmen durch Verfügungen nach § 32b GWB eingestellt. Bis heute hat das Amt mit der Ausnahme eines Verfahrens gegen die Entega Vertrieb GmbH & Co. KG alle Verfahren eingestellt. In 13 Fällen haben sich Unternehmen mit vergleichsweise überhöhten Erlösen außerdem zu finanziellen Zusagen zugunsten der Kunden im Umfang von ca. 27,2 Mio. Euro bereit erklärt. Alle 24 Unternehmen – inklusive der sechs Vergleichsunternehmen und drei Unternehmen, bei denen keine Erlösüberhöhungen im Vergleich festgestellt wurden – haben sich der Umsetzung unterschiedlicher struktureller Maßnahmen zugestimmt. Dazu zählt die transparente Veröffentlichung der Heizstrom-Lastprofile und der Heizstromtarife im Internet sowie die zukünftige Ermittlung temperaturabhängiger Lastprofile. Mit den strukturellen Zusagen will das Bundeskartellamt erreichen, dass Marktzutrittsbarrieren im Heizstromsektor gesenkt werden, um potenziellen Wettbewerbern den Marktzutritt zu erleichtern.

6.5.2.2 Kritische Analyse des methodischen Vorgehens

725. Der vom Bundeskartellamt im Rahmen der Heizstromverfahren angewandte Erlösvergleich auf Basis des Vergleichsmarktkonzeptes ist eine von mehreren Möglichkeiten der Behörde, um missbräuchlich überhöhte Preise festzustellen. Das Verfahren orientiert sich am Konzept des sog. Yardstick-Wettbewerbs, nach dem man die effizienten Marktergebnisse anhand vergleichbarer Unternehmen auf anderen Märkten misst. Im allgemeinen Wettbewerbsrecht ist dabei auch der Monopolpreisvergleich zulässig, bei dem die Unternehmen auf den Vergleichsmärkten ebenfalls eine marktbeherrschende Stellung besitzen können.[647]

726. Die Anwendung des Erlösvergleichs erlaubt es dem Bundeskartellamt gewöhnlich, auf eine exakte Herleitung zulässiger Preise aus den den Unternehmen entstandenen Kosten zu verzichten. Eine solche Kostenprüfung ist hingegen in regulierten Industrien üblich, um ex ante wettbewerbskonforme Zugangsentgelte festzulegen oder ex post zu prüfen. Im Vergleich zwischen den Methoden des Erlösvergleichs und der Kostenprüfung erfordert der Erlösvergleich erheblich weniger Prüfungsaufwand. Allerdings kann auch die Kostenprüfung als alleinige Prüfmethode gemäß § 19 Absatz 4 Nummer 2 GWB im Kartellrecht Anwendung finden.[648] Das in § 29 Satz 1 Nummer 2 GWB festgelegte Gewinnbegrenzungskonzept ermöglicht sogar explizit eine Kostenprüfung, für deren Durchführung etwa die Maßstäbe der regulierungsrechtlichen Kostenberechnung bei Strom- und Gasnetzen herangezogen werden könnten.[649] Das Vergleichskonzept gemäß § 29 Satz 1 Nummer 1 GWB sieht hingegen eine Kostenprüfung nur im Rahmen der sachlichen Rechtfertigung vor.[650]

727. Im Falle der Heizstromverfahren sind für die Bewertung der methodischen Vorgehensweise jedoch einige grundsätzliche Charakteristika des Marktes von besonderer Bedeutung. So weist das Bundeskartellamt in seinem Bericht zum Heizstrommarkt darauf hin, dass zahlreiche etablierte Heizstromversorger Heizstrom zu nicht kostendeckenden Preisen anbieten und daher negative Margen erzielen.[651] Dies zeigten zum einen vorliegende Studien des Marktes, zum anderen die eigene Untersuchung des Bundeskartellamtes, nach der 2007 und 2008 nur jeweils rund zwei Drittel sowie 2009 nur gut die Hälfte der untersuchten Vertriebsunternehmen eine Kostendeckung erzielte.[652] Ein Grund für die geringe Rentabilität der Heizstrommärkte ist nicht eindeutig erkennbar; womöglich hängt die Kostenunterdeckung mit politischem Preissetzungsdruck zusammen, da strombetriebene Nachtspeicherheizungen in den 1970er Jahren politisch gefördert wurden, heute jedoch als technologisch ineffizient gelten und die Politik bemüht ist, Bestandsnutzer nicht mit noch höheren Kosten zu belasteten.[653]

728. Die verbreitet bestehende Kostenunterdeckung der Heizstromversorger erschwert die Anwendung des Erlösvergleichs als Instrument zur Feststellung des Preismissbrauchs einzelner Unternehmen. Denn anzunehmen ist, dass das Unternehmen, das im Erlösvergleich den niedrigsten Erlöswert aufweist, nicht als Vergleichsunternehmen geeignet ist, da es mit den erzielten Erlösen seine eigenen Kosten nicht decken kann. Die Ergebnisse der auf einem Effizienzvergleich basierenden Kostenprüfung des Bundeskartellamtes zeigen zudem, das auch dann eine Kostenunterdeckung vorliegt, wenn als Kosten nur Effizienzkosten herangezogen werden. Jedenfalls erscheint es schwerlich nachvollziehbar, dass es sich bei nicht kostendeckenden Erlösen um solche Erlöse handele, die sich bei wirksamem Wettbewerb eingestellt hätten. Folglich hat auch der Bundesgerichtshof in der Vergangenheit gefordert, dass die ermittelte Erlösobergrenze eines betroffenen Unternehmens bei diesem nicht zu einer Kostenunterdeckung führen darf, es sei denn, die Kosten sind auf die mangelnde Ausschöpfung von Rationalisierungsreserven zurückzuführen.[654]

729. Im Fall der Heizstromverfahren ist das Bundeskartellamt diesem Problem dadurch begegnet, dass es im Rahmen der Missbrauchsuntersuchung für ein jeweiliges Untersuchungsjahr solche Unternehmen ausgeschlossen hat, bei denen eine Kostenunterdeckung in dem jeweils untersuchten Jahr vorlag.[655] Bei der notwendigen Kostenprü-

---

[647] Vgl. BGH, Beschluss vom 21. Oktober 1986, KVR 7/85, WuW/E BGH 2309, 2311 „Glockenheide“.

[648] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 47, a. a. O., Tz. 19; Engelsing, F., Konzepte der Preismissbrauchsaufsicht im Energiesektor, Zeitschrift für Neues Energierecht 7(2), 2003, S. 111–118.

[649] Vgl. Bechtold, R., Kartellgesetz, GWB-Kommentar, 6. Aufl., München 2010, § 29, Rn. 27.

[650] Vgl. ebenda, § 29, Rn 20.

[651] Vgl. BKartA, Heizstrom, a. a. O., S. 8.

[652] Vgl. ebenda.

[653] Ein Hinweis für diese Interpretation ergibt sich auch daraus, dass für die Lieferung von Heizstrom auch vergünstigte Netzentgelte und Konzessionsabgaben erhoben werden. Vgl. BKartA, Heizstrom, a. a. O., S. 6.

[654] Vgl. BGH, Beschluss vom 22. Juli 1999, KVR 12/98, WuW/E DE-R 375 „Flugpreisspaltung“.

[655] Vgl. BKartA, Heizstrom, a. a. O., S. 14.

fung erkennt das Bundeskartellamt jedoch lediglich solche Kosten an, die einem effizienten Unternehmen entstanden wären. Dieses Vorgehen ist vor allem aus Kostenprüfungen durch die Bundesnetzagentur in regulierten Industrien bekannt, bei denen ebenfalls auf Effizienzkosten, so z. B. auf die „Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung“, abgestellt wird.[656] Das Bundeskartellamt hat zur Messung der effizienten Kosten bei den geprüften Unternehmen einen Kostenvergleich der untersuchten Unternehmen durchgeführt und bei Energiebeschaffungs- und Vertriebskosten einen Effizienzmaßstab angesetzt. Bei den Beschaffungskosten hat das Bundeskartellamt den mengengewichteten Durchschnittswert der Heizstrombeschaffungskosten aller betroffenen Unternehmen und Vergleichsunternehmen im jeweiligen Kalenderjahr herangezogen. Im Falle der Vertriebskosten hat das Bundeskartellamt maximal einen effizienten Durchschnittswert anerkannt. Dieser Wert liegt nach Angaben des Amtes leicht über den durchschnittlichen Vertriebskosten der fünf vertriebseffizientesten Unternehmen im Vergleichsfeld.[657]

730. Durch dieses Vorgehen hat das Bundeskartellamt auch als Vergleichsunternehmen für den Erlösvergleich nur solche Unternehmen herangezogen, die zum einen im Vergleich die geringsten Erlöse erzielen und zum anderen unter Berücksichtigung von effizienten Kosten zumindest Kostendeckung erreichen. Faktisch hatte dies zur Folge, dass Vergleichsunternehmen regelmäßig ihre Kosten gerade decken können. Auch dieses Vorgehen entspricht zumindest im Ergebnis dem aus regulierten Industrien bekannten Kostenprüfungen, nach denen Preise zum Teil auf Kostenbasis reguliert werden. Im Gegensatz zur gewöhnlichen Kostenprüfung in regulierten Industrien[658] hat das Bundeskartellamt jedoch im Rahmen der vorgenommenen Kostenprüfung Kapitalkosten nicht explizit berücksichtigt.

731. Die Nichtberücksichtigung von Kapitalkosten im Rahmen der kartellrechtlichen Kostenkontrolle hat jedoch zur Folge, dass die Erlöse eines Unternehmens bereits dann als missbräuchlich bewertet werden können, wenn diese es dem Unternehmen lediglich erlauben, seine Kapitalkosten und damit auch Opportunitätskosten wie etwa Eigenkapitalkosten zu decken. In diesem Vorgehen sieht die Monopolkommission eine methodisch fehlerhafte und rechtlich unzulässige Vorgehensweise. So stellt § 19 Absatz 4 Nummer 2 GWB als Vergleichsmaßstab auf Preise ab, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden. Für die Anwendung des § 29 Satz 1 Nummer 1 erscheint ein ebensolcher Maßstab zumindest im Rahmen der sachlichen Rechtfertigung naheliegend.[659] Die Frage, welche Preise sich bei wirksamem Wettbewerb in dem untersuchten Markt einstellen würden und welche Kosten von diesen Preisen gedeckt wären, kann nur theoretisch anhand von ökonomischen Modellen des Marktgeschehens beantwortet werden. Im Hinblick auf die Deckung von Opportunitätskosten ist der Sachverhalt dabei vergleichsweise eindeutig. So legen elementare ökonomische Modelle zwingend nahe, dass Unternehmen in der langen Frist in der Lage sind, ihr normales Kostenlevel zu decken, womit insbesondere eine Deckung der Opportunitätskosten aller effizient eingesetzten Ressourcen und damit auch der Kapitalkosten erfolgt.[660]

732. Aus den regulierten Industrien ist bekannt, dass Verfahren der Kostenprüfung naturgemäß mit erheblichem Erfassungsaufwand und Ungenauigkeiten behaftet sind. Möglich ist deshalb, dass bei den Heizstromversorgern im Rahmen der Kostenprüfung durch das Bundeskartellamt bereits großzügig Kosten anerkannt wurden, sodass möglicherweise durch diese Anerkennungen implizit auch eine Deckung der Kapitalkosten erfolgt ist. Diese Vorgehensweise genügt jedoch nicht, um das Fehlen einer expliziten Berücksichtigung von Kapitalkosten auszugleichen. Vielmehr ist ein methodisch adäquates Vorgehen des Bundeskartellamtes notwendig, um die Nachvollziehbarkeit von Verfügungen sicherzustellen und Unsicherheiten bei den betroffenen Unternehmen zu vermeiden. Zwar stellt die Berücksichtigung von Kapitalkosten tatsächlich ein für das Bundeskartellamt schwieriges Problem dar, da das Amt eine geeignete Kapitalverzinsungsrate kalkulieren müsste.[661] Dieses Problem der Prüfung kann jedoch nicht durch eine kaum nachvollziehbare „weiche“ Kostenberücksichtigung an anderer Stelle gelöst werden.

733. Auch weitere Aspekte des methodischen Vorgehens erscheinen der Monopolkommission widersprüchlich. Diese betreffen vor allem die für den Erlösvergleich

[656] Dieser Maßstab gilt beispielsweise für die Anerkennung von Effizienzkosten im Rahmen der Entgeltregulierung im Telekommunikationssektor; vgl. § 31 Absatz 1 TKG.

[657] Vgl. BKartA, Heizstrom, a. a. O., S. 14 f.

[658] Vgl. etwa bei den Stromversorgungsnetzen § 6 Absatz 1 ARegV in Verbindung mit § 7 StromNEV, im Telekommunikationssektor § 31 Absatz 2 TKG.

[659] Im Gegensatz zu § 19 Absatz 4 Nummer 2 GWB nennt der Wortlaut des § 29 Satz 1 Nummer 1 GWB als Maßstab nicht ausdrücklich solche Preise, die sich bei wirksamem Wettbewerb einstellen würden. Im Hinblick auf die generelle Zielsetzung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen und im Umkehrschluss zur Kostenbegrenzung in § 29 Satz 2 GWB erscheint allerdings eindeutig, dass als Maßstab für die in der Vorschrift eröffnete sachliche Rechtfertigung die Marktergebnisse zu berücksichtigen sind, die sich bei wirksamem Wettbewerb ergeben würden. Vgl. Bechtold, R., Kartellgesetz, a. a. O., § 29, Rn. 20 und 30 ff.; Monopolkommission, Sondergutachten 47, a. a. O., Tz. 26 ff.

[660] Kurzfristig können sich auf Märkten sehr unterschiedliche Preisniveaus einstellen, wodurch es auch möglich ist, dass wettbewerbliche Vorstöße mit einem höheren Preisniveau entlohnt werden, sodass auf diese Weise z. B. Innovationsanreize bestehen. Kurzfristig können auch Kostenunterdeckungen vorliegen. Auf einem kompetitiven Markt steuern jedoch gewöhnlich Marktein- und -austritte die Erträge so, dass sich langfristig ein Niveau normaler Erträge einstellt. Normale Erträge umfassen die Opportunitätskosten aller effizient eingesetzten Ressourcen. Beim eingesetzten Kapital entstehen Opportunitätskosten dadurch, dass dieses hypothetisch auch einer anderen Verwendung zugeführt werden könnte. Vgl. Carlton, D.W./Perloff, J.M., Modern Industrial Organisation, 4. Aufl., Boston u. a. 2005, S. 35, 76.

[661] So wäre es denkbar, dass sich die Behörde im Rahmen der Angemessenheitsprüfung an der vorgeschriebenen Eigen- bzw. Fremdkapitalverzinsung des Energiewirtschaftsgesetzes orientiert oder an den durchschnittlichen Gewinnen börsennotierter Unternehmen. Beide Ansatzpunkte setzen allerdings Wertungen voraus, die dem Kartellrecht fremd sind.

gewählten Zeiträume. Während das Bundeskartellamt Erlös- und Kostendaten für den Zeitraum von 2007 bis 2009 geprüft hat, hat es bei seiner Bewertung des Preissetzungsverhaltens auf einzelne dieser Jahre abgestellt, in denen für sich betrachtet zu hohe Erlöse erzielt wurden. Dies erscheint insoweit nachvollziehbar, als das Bundeskartellamt einen adäquaten und über die Heizstromverfahren hinaus gültigen Zeitraum bestimmen muss, in dem ein Unternehmen ein bestimmtes Erlösniveau nicht überschreiten darf und hier ein Vergleich auf Jahresbasis hinreichend adäquat erscheint. Allerdings erfolgte der Vergleich in allen drei Jahren mit demselben Unternehmen (E.ON Bayern). Das Bundeskartellamt verweist darauf, dass die Auswahl eines Vergleichsunternehmens für den gesamten Zeitraum dem Umstand Rechnung trage, dass aufgrund der marktüblichen Beschaffungsweise (Tranchenbeschaffung mit Vorlauf von sechs bis 36 Monaten) kein Unternehmen für jedes Jahr optimal einkaufen kann.

734. Diese Vorgehensweise führt jedoch insbesondere vor dem Hintergrund der zuvor dargestellten Kostendeckungsbeschränkung zu zweifelhaften Ergebnissen. Die Unzulänglichkeiten der Methodik sollen an einem Beispiel mit zwei fiktiven Unternehmen, A und B, dargestellt werden, die der dargestellten Missbrauchsprüfung durch das Bundeskartellamt ausgesetzt sind: Angenommen sei, dass die Endkundenpreise beider Unternehmen vor allem von den jeweiligen Beschaffungskosten abhängen. Unternehmen A beschafft in allen drei Jahren sehr günstig, weil es im ersten Jahr des Untersuchungszeitraums einen günstigen Beschaffungsvertrag über 36 Monate geschlossen hat und daher auch in allen drei Jahren niedrige Preise verlangen kann. Unternehmen B ist in den ersten beiden Jahren aufgrund älterer Beschaffungsverträge deutlich teurer, im dritten Jahr kann es jedoch von stark gesunkenen Beschaffungspreisen an den Großhandelsmärkten profitieren und entsprechend sehr niedrige Endkundenpreise noch unter denen von Unternehmen A verlangen.

Da über drei Jahre hinweg Unternehmen A aufgrund der günstigen Kosten niedrige Erlöse aufgewiesen hat, wird es zum Vergleichsunternehmen für den gesamten Untersuchungszeitraum. Die Preise von Unternehmen B ständen somit in den Jahren eins und zwei der Untersuchung unter dem Verdacht des Preismissbrauchs. Im dritten Jahr lagen die Preise von Unternehmen A zwar über denen von B; da A aber für den gesamten Zeitraum selbst das Vergleichsunternehmen ist, waren seine Preise im dritten Jahr nicht missbräuchlich.

Hat Unternehmen A jedoch im ersten oder zweiten Untersuchungsjahr die durch das Bundeskartellamt festgelegte Kostendeckungsgrenze auch nur knapp nicht erreicht (also zu geringe Preise verlangt), so fällt es nicht nur in diesem Jahr aus der Prüfung heraus, sondern kann auch für den kompletten Zeitraum nicht das Vergleichsunternehmen werden. In diesem Fall würde Unternehmen B zum Vergleichsunternehmen, womit die Kostenunterdeckung von Unternehmen A im Jahr eins oder zwei paradoxerweise dazu führt, dass seine Preise im dritten Jahr plötzlich missbräuchlich sind.

735. Die Monopolkommission sieht es vor dem Hintergrund solcher möglicher Konstellationen als höchst problematisch an, den Überprüfungszeitraum für das Vorliegen eines Missbrauchs und den Zeitraum für die Wahl eines Vergleichsunternehmens asymmetrisch zu wählen. Sie erkennt zwar mit dem Bundeskartellamt an, dass zeitliche Inflexibilitäten bei der Veränderung der Beschaffungskosten für eine Missbrauchsprüfung auf Jahresbasis ein Problem darstellen können. Aus oben genannten Gründen überzeugt die Lösung jedoch nicht, das Vergleichsunternehmen über den gesamten längeren Untersuchungszeitraum einheitlich zu wählen. Vielmehr stellt sich das Problem eher bei der Frage der Anerkennung von Beschaffungskosten im Rahmen des Effizienzvergleichs. Soll ein Effizienzvergleich bei den Beschaffungskosten durchgeführt werden, so müsste nicht allein ein Vergleich für das Jahr der Erlösprüfung vorgenommen werden, sondern auch jeweils für die beiden vorausgehenden Jahre, die die Einkaufspreise des Untersuchungsjahres beeinflussen können. Infolgedessen kann dann für das Untersuchungsjahr nur der höchste der drei Effizienzwerte für die Beschaffungskosten angesetzt werden. Unterschiede zwischen dem angesetzten Effizienzwert und den Kosten des Vergleichsunternehmens dienen als sachliche Rechtfertigung höherer Erlöse.

6.5.2.3 Abschließende Bewertung

736. Die Untersuchung des methodischen Vorgehens im Falle der Heizstromverfahren hat deutlich gemacht, dass der Anwendung der Vorschriften des § 19 Absatz 4 Nummer 2 GWB und § 29 GWB auf Energieendkundenmärkten diverse praktische Probleme gegenüberstehen. Bei den vom Bundeskartellamt durchgeführten Missbrauchsverfahren gegen marktbeherrschende Versorger auf den Heizstrommärkten äußern sich diese Schwierigkeiten in erheblichen Ungenauigkeiten in der Prüfmethodik des Amtes. Insbesondere ist darauf hinzuweisen, dass das Bundeskartellamt im Rahmen einer Kostenprüfung auf die Berücksichtigung von Kapitalkosten nicht verzichten darf. Hier sollte sich das Amt zukünftig stärker an der Kostenprüfung in regulierten Sektoren orientieren. In Anbetracht der methodischen Schwierigkeiten erscheint der Monopolkommission eine ökonomisch adäquat durchgeführte Kostenkontrolle, die § 29 Satz 1 Nummer 2 GWB ausdrücklich zulässt, gegenüber dem Vergleichsmarktkonzept auch grundsätzlich vorzugswürdig.

737. Insbesondere in den Fällen zur Untersuchung der Heizstrommärkte zeigen sich zudem die zentralen wettbewerblichen Nachteile einer Verfolgung von Ausbeutungsmissbrauchstatbeständen. Zwar ist die Initiative des Amtes begrüßenswert, bei den Zusagenentscheidungen neben den für die Außenwirkung bedeutenden finanziellen Zusagen der Unternehmen vor allem strukturell relevante Zusagen einzuholen, die für eine Belebung des aktiven Wettbewerbs sorgen sollen. Allerdings bleibt bisher unklar, ob es infolge der durchgesetzten strukturellen Verbesserungen tatsächlich zu einer solchen Belebung des Wettbewerbs in diesen Märkten kommen wird. Dagegen spricht vor allem, dass die aufgrund des vielfach nicht kostendeckenden Preisniveaus mangelnde Profitabilität

der Heizstrommärkte potenzielle Wettbewerber nicht unbedingt zu einem Marktzutritt animiert. Das Bundeskartellamt weist in seinem Bericht über den Markt und die eingeleiteten Verfahren auch selbst darauf hin, dass „für Wettbewerber die Erschließung solcher Märkte aufgrund des dort herrschenden niedrigen Preisniveaus in der Regel wenig attraktiv ist“.[662] Auch insofern drängt sich der Eindruck auf, dass die in diesem Fall methodisch schwierige Kontrolle möglicher Renditen der marktbeherrschenden Versorger in einzelnen Verteilnetzen eine erhebliche Marktzutrittsschranke darstellen und der Eingriff des Bundeskartellamtes mögliche Marktzutritte in diesen Netzen damit zunehmend unwahrscheinlicher gemacht hat.

738. Möglicherweise hätte das Bundeskartellamt zudem wichtige strukturelle Zusagen der Heizstromanbieter alternativ zu den durchgeführten Verfahren auch anderweitig erreichen können. In diesem Zusammenhang ist etwa fraglich, ob die vor dem Eingriff des Bundeskartellamtes nicht durchgehend veröffentlichen Heizstrom-Lastprofile nicht auch als Behinderungstatbestände hätten verfolgt werden können. Bei einem solchen Vorgehen gemäß § 19 Absatz 4 Nummer 1 GWB bestehen deutlich geringere methodische Schwierigkeiten.

739. Die Monopolkommission bedauert zudem, dass ein Großteil der Verfahren erneut durch Zusagenentscheidungen abgeschlossen wurde und damit keiner Kontrolle des Oberlandesgerichts oder des Bundesgerichtshofs ausgesetzt sein wird. Eine möglicherweise anstehende gerichtliche Prüfung im Rahmen des einzigen noch andauernden Verfahrens ist daher von besonderem Interesse.

6.5.3 Fazit und Ausblick

740. Der bis zum 31. Dezember 2012 befristete § 29 GWB ist eingeführt worden, um Missbräuche im Energiesektor effektiver zu bekämpfen. Besonders im Hinblick auf die Endkundenmärkte hat das Bundeskartellamt durch die eingeleiteten Verfahren gegen Gas- und später gegen Heizstromversorger erhebliche öffentliche Aufmerksamkeit erregt. Die auf dem Wege von Zusagenentscheidungen erreichte finanzielle Kompensation der Endkunden für mögliche Preismissbräuche mag dabei eine gute Außenwirkung haben, nutzt dem Wettbewerb allerdings wenig. Vielmehr ist davon auszugehen, dass der Eingriff des Bundeskartellamtes die Märkte für aktive Wettbewerber eher unattraktiver gemacht hat.

741. Die Monopolkommission sieht mit Bedauern, dass von den Verfahren falsche Signalwirkungen an die Endkundenebene ausgehen. Es entsteht der Eindruck, dass das Bundeskartellamt die disziplinierende Wirkung eines Anbieterwechsels durch die Regulierung der Preise übernimmt und der Kunde „sicher“ sein kann, einen marktgerechten Preis zu zahlen. Das Bundeskartellamt stellt damit den kurzfristigen Konsumentenschutz vor den Schutz des Wettbewerbs. Dass das methodisch teilweise umstrittene Handeln im Rahmen der bisher vorgenommenen Missbrauchsprüfungen bisher nicht gerichtlich kontrolliert worden ist, erhöht zudem die Unsicherheit für die Unternehmen und damit mittelbar auch für potenzielle Wettbewerber auf diesen Märkten.

742. Die Monopolkommission weist in diesem Zusammenhang auch kritisch darauf hin, dass die Kontrolle der Endkundenmärkte durch § 29 GWB in der Öffentlichkeit fälschlich den Eindruck vermittelt, man könne auf diese Weise die gesamte Preissetzung im Energiesektor kontrollieren, obwohl im Rahmen der Kontrolle der Endkundenpreise tatsächlich lediglich das Verhalten auf der letzten Stufe der Lieferkette untersucht wird. Bei dieser Stufe handelt es sich jedoch häufig um die wettbewerblich am besten entwickelten Märkte des Energiesektors, auf denen heute zum Teil bereits eine zunehmende Zahl von Anbietern aktiv ist. Wettbewerbsdefizite bei Erzeugung, Import und Großhandel von Strom oder Gas können durch die Preishöhenkontrolle des Bundeskartellamtes auf der Endkundenstufe hingegen nicht nennenswert beeinflusst werden. Demgegenüber waren die Untersuchungen des Bundeskartellamtes auf der Vorleistungsebene im Stromsektor im Hinblick auf den Nachweis von Marktmachtmissbrauch nicht erfolgreich.[663]

743. Vor allem in den durch das Bundeskartellamt abgegrenzten Grundversorgungsmärkten im Stromsektor und gegebenenfalls im Gassektor, auf denen der Grundversorger infolge der durch das Amt vorgenommenen Marktabgrenzung in der Regel alleine marktbeherrschend ist, bestünde theoretisch ein rechtlicher Eingriffsspielraum für die weitere Überprüfung von Energieendkundenmärkten auf Basis des § 29 GWB. Allerdings spricht sich die Monopolkommission entschieden gegen die Kontrolle dieser Märkte aus. Der Wettbewerb kann sich auf den Endkundenmärkten nur dadurch ausweiten, dass Energieversorger den Kunden des Grundversorgers attraktive Sonderverträge anbieten und sich die zunehmend zu beobachtende Wechselbereitschaft weiter durchsetzt. Ein Eingriff mittels der Preishöhenkontrolle würde hingegen voraussetzen, dass langfristig keine weiter zunehmende Entwicklung der Wechselbereitschaft zu erwarten ist, sodass die Preise für Grundversorgungstarife nicht durch den Wettbewerb kontrolliert werden könnten. Diese Gefahr sieht die Monopolkommission im Moment jedoch nicht.

744. Die erheblichen Probleme einer Umsetzung der Preishöhenkontrolle im Energiesektor weisen darauf hin, dass das Instrument der Preismissbrauchskontrolle mit Vorsicht anzuwenden ist und die Möglichkeiten, die § 19 Absatz 4 Nummer 2 GWB bietet, in Fällen, in denen tatsächlich eine Kontrolle angebracht ist, zudem als ausreichend erscheinen. Die Monopolkommission weist auch darauf hin, dass aufgrund der zahlreichen Schwierigkeiten einer Kontrolle von Ausbeutungsmissbräuchen diese in anderen Kartellrechtsordnungen eine geringere Rolle spielt als in Deutschland.[664] Vor diesem Hintergrund spricht sich die Monopolkommission dafür aus, die Gel-

[662] Vgl. BKartA, Heizstrom, a. a. O., S. 8.

[663] Vgl. Abschnitt 5.1.2.

[664] So fokussiert etwa das US-amerikanische Recht auf Behinderungs-, nicht auf Ausbeutungspraktiken.

tung des zum Jahresende 2012 auslaufenden § 29 GWB nicht zu verlängern.

7 Handlungsempfehlungen der Monopolkommission

745. Die Monopolkommission sieht in der Entwicklung des Wettbewerbs im Energiesektor in den vergangenen Jahren Licht und Schatten. Zuversichtlich stimmt die Monopolkommission, dass der politische Wille, die Energiemärkte wettbewerbspolitisch weiterzuentwickeln, auf europäischer und auf nationaler Ebene im Grundsatz vorhanden scheint. Allerdings bestehen auf den Energiemärkten weiterhin unterschiedliche Wettbewerbsdefizite.

746. Während speziell auf verschiedenen Endkundenmärkten die Wettbewerbsentwicklung erfreulich ist, gibt es vor allem auf den Großhandelsmärkten im Strom- und Gassektor weiterhin Wettbewerbsprobleme. Auf den Stromerzeugungsmärkten war allerdings zuletzt ein Rückgang des immer noch hohen Konzentrationsniveaus zu beobachten. Demgegenüber wurden bei der wettbewerblichen Kontrolle dieser Märkte und nachgelagerten Stromhandelsmärkte sowie bei der marktkonformen Regulierung der Märkte für erneuerbare Energien bisher kaum Fortschritte erzielt. Wichtige neue Erkenntnisse hinsichtlich des Verständnisses potenzieller wettbewerbsrechtlich relevanter Verhaltensweisen auf Stromerzeugungsmärkten wurden durch die jüngeren Untersuchungen dieser Märkte nicht gewonnen.

Im Gasgroßhandel besteht indes weiterhin eine hohe Konzentration der internationalen Anbieter, auch wenn diese Konzentration merklich nachgelassen hat. Bei der wirksamen Regulierung der deutschen Gasnetze waren zuletzt hingegen deutliche Fortschritte zu beobachten; grundsätzlich sind jedoch viele europäische Gasmärkte nach wie vor unzureichend liquide, Regulierungsstrukturen entwicklungsbedürftig und der im Stromsektor erreichte europäische Integrationsgrad wurde im Gassektor noch nicht erreicht.

747. Die Monopolkommission trägt den zahlreichen energiewirtschaftlichen Problemen und ihren Interdependenzen mit einem umfassenden Konzept Rechnung und gibt Handlungsempfehlungen zu den folgenden Themenkomplexen:

Mehr Wettbewerb bei der Stromerzeugung, auf Gasbezugsmärkten und im Energiegroßhandel

Möglichkeiten einer wettbewerblichen Kontrolle der Energiemärkte sollten geschaffen werden durch

- den Verordnungsvorschlag der EU-Kommission zur Steigerung der Integrität und Transparenz auf den Energiemärkten (REMIT). Im Interesse einer schnellen Effektivierung der Aufsicht über die Energiehandelsmärkte ist vor allem die pragmatische Entscheidung strittiger Detailfragen, eine zügige Verabschiedung und ein möglichst zeitnahes Inkrafttreten dieser Verordnung zu empfehlen;
- die Einbindung des CO_2-Zertifikatehandels in das Aufsichtsregime sowie insbesondere in die Definition elektronischer Datenschnittstellen zur automatisierten Datenerfassung im Rahmen des REMIT-Vorschlags;
- eine engere Kooperation von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur im Rahmen des neu geschaffenen Market Monitoring. Abhängig von der Wirksamkeit der neu eingeführten Kooperation bleibt die Schaffung einer dezidierten Markttransparenzstelle weiterhin erwägenswert.

Um eine für die kartellrechtliche Kontrolle geeignete Marktabgrenzung im Bereich Stromerzeugung und Stromgroßhandel vorzunehmen, sollte das Bundeskartellamt

- neben dem Erstabsatzmarkt für Strom auch weitere, dem Erstabsatzmarkt nachgelagerte Großhandelsmärkte untersuchen und Marktstellung sowie Missbrauchsmöglichkeiten der dortigen Akteure, auch in Verbindung mit einer bestimmten Marktstellung auf dem Erstabsatzmarkt, bewerten;
- die Integration der Erzeugermärkte anhand aussagekräftiger und leicht zu erhebender Indikatoren, wie der Korrelation von Nettogroßhandelspreisen und dem Vorliegen von Engpässen an den Grenzkuppelstellen, beobachten. Zeigen sich hier im Ablauf von ein bis zwei Kalenderjahren relativ homogene Bedingungen, so sollte das Amt eine vertiefende Überprüfung der räumlichen Marktabgrenzung vornehmen.

Bei der Kontrolle des Erstabsatzmarktes für Strom sollten die zuständigen Behörden

- künftig in einem ersten Schritt für ein besseres Verständnis des Marktes weiterführende verhaltensbasierte Modelle, d. h. Ex-ante- und Ex-post-Simulationen, anwenden;
- die Prüfalgorithmen zur Kraftwerkseinsatzsteuerung, wie sie etwa das Bundeskartellamt verwendet hat, bei zukünftigen Untersuchungen besser dokumentieren und insbesondere im Hinblick auf die Verrechnung sprungfixer Kosten und Zeitinkonsistenzen prüfen;
- den Merit-Order-Effekt für die lange Frist evaluieren;
- über an den Börsen gehandelte Kapazitäten und OTC-Verträge im engeren Sinne hinaus auch die Aufnahme langfristiger Lieferverträge in die Marktanalyse der Kartell- und Regulierungsbehörden berücksichtigen, soweit dies nicht unverhältnismäßige Melde- und Erfassungskosten nach sich zieht;
- zwingend mit ausreichenden Ressourcen zur Überprüfung der Angaben über technische Restriktionen ausgestattet werden.

Im Rahmen der kartellrechtlichen Kontrolle der Großhandelsmärkte sollte

- das Bundeskartellamt sein Vorgehen gegen Take-or-pay-Lieferverträge in Verbindung mit Weiterverkaufs-

verboten im Hinblick auf ökonomische Effekte der Weiterverkaufsverbote fundieren. Zudem sollte dargelegt werden, ob die Annahme realistisch ist, dass Mindermengen dem Markt tatsächlich entzogen werden und nicht unabhängig von Weiterverkaufsverboten an die Sekundärmärkte gelangen;

– das Bundeskartellamt prüfen, ob bestehende Gaslieferverträge, bei denen eine Übergabe an der Grenze vereinbart wurde (Flanschhandel), mit den kartellrechtlichen Normen vereinbar sind;

– das Bundeskartellamt seine am 30. September 2010 ausgelaufenen Verfügungen zur Begrenzung der Laufzeiten von Gaslieferverträgen bis auf Weiteres nicht erneuern, da eine auf Marktmacht basierende Marktverschlusswirkung durch neue langfristige Lieferverträge im Gashandel vorerst nicht zu erwarten ist.

Energie- und Umweltpolitik sollten marktkonform ausgestaltet werden, indem

– die Politik einer Verzerrung des Wettbewerbs verschiedener Energieträger durch den auf Kohlenstoffdioxidemission fokussierten Emissionshandel entgegenwirkt. Dazu sollte geprüft werden, wie weitere externe Kosten der Energieerzeugung durch geeignete Instrumente internalisiert werden können;

– ein grundsätzlicher Systemwechsel in der Förderung erneuerbarer Energien angestrebt wird. In der geplanten Einführung einer Marktprämie für erneuerbare Energien sieht die Monopolkommission nur geringe Verbesserungspotenziale;

– ein einfaches marktnahes Förderungssystem durch die Einführung einer Quote für Strom aus erneuerbaren Energieträgern eingeführt wird. In der Folge sollten Strom und Gas aus erneuerbaren Energieträgern separat zu konventionell erzeugtem Strom bzw. zu Erdgas gehandelt werden. Dem vorgeschlagenen Quotensystem sollen nur die neu gebauten Anlagen zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien unterfallen. Gleichwohl ist alternativ auch die Einführung eines speziellen Kapazitätsmarktes für erneuerbare Energien möglich;

– im Hinblick auf das EEG-Einspeisemanagement mittelfristig berücksichtigt wird, dass KWK-Anlagen wenigstens bei elektrischer Mindestlast zur Fernwärmeerzeugung betrieben werden müssten, um die private und öffentliche Wärmeversorgung in bestimmten Regionen nicht zu gefährden;

– die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien an der Börse, soweit Mengen planbar sind, auf liquide Terminmärkte ausgedehnt wird. Zu diesem Zweck sollte ein Anreizsystem für eine effiziente Vermarktung implementiert werden.

Weiterhin sollte(n)

– Gesetzgeber, Regierung und EU-Kommission die Diversifizierungsmöglichkeiten bei der Lieferung von Erdgas durch den Ausbau entsprechender Netze fördern. LNG kann nach Auffassung der Monopolkommission den Wettbewerb in der europäischen Gasversorgung wirksam stärken, ersetzt aber nicht die Notwendigkeit, wettbewerbliche Strukturen auch beim Zugang zu Pipelinegas zu schaffen;

– Preisbindungen wie die Gas-Ölpreisbindung ein selektiv eingesetztes Instrument bleiben, welches, wenn überhaupt, nur dann zum Tragen kommt, wenn kein freier und wettbewerblicher Marktpreis existiert. Diese Voraussetzung ist im Zuge der zunehmenden Liquidität an den Gasbörsen immer weniger gegeben, sodass eine sukzessive Erosion der Ölpreisbindung abzuwarten bleibt;

– bedacht werden, dass eine gesteigerte Transparenz auch in Bezug auf die größtenteils auf anderen Handelsplätzen und überwiegend OTC-gehandelten Energieträger Öl, Kohle und nukleare Materialien wünschenswert wäre.

Mehr Wettbewerb im Bereich der Energienetze

Strom- und Gasmärkte sollten integriert werden, indem

– die Verknüpfung der europäischen Gasmärkte mit Nachdruck weiterverfolgt wird und in einem ersten Schritt in Europa Preiszonen zu liquiden Marktgebieten zusammengelegt werden. Unter der Voraussetzung, dass auf beiden Seiten eines zwischen zwei Marktgebieten vorliegenden Engpasses liquide Spotmärkte gegeben sind, sollten im zweiten Schritt im Day-ahead-Segment implizite Auktionen zur effizienten Bewirtschaftung der bestehenden Engpasskapazitäten eingesetzt werden;

– die Erlöse aus der Bewirtschaftung von Engpässen bei der Stromübertragung an den deutschen Außengrenzen primär für die Reduzierung des Engpasses verwendet werden. Die Monopolkommission fordert daher eine entsprechende Anpassung der EU-Verordnung Nummer 1228/2003 und des § 15 StromNZV. Eine Änderung des § 15 Absatz 2 Satz 1 StromNZV könnte wie folgt gestaltet werden:

„Die Erlöse, die Netzbetreiber aus der Durchführung der Engpassbewirtschaftung erzielen, sind unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden oder hierfür zurückzustellen. Soweit solchen Maßnahmen von der Bundesnetzagentur festgestellte technische oder andere sachliche Gründe entgegenstehen, sind die Erlöse entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen.“

– die Bundesnetzagentur vor der weiteren Zusammenlegung von deutschen Marktgebieten im Gassektor eine Untersuchung durchführt, die die Kosten einer weiteren Marktgebietsintegration und den diesen Kosten gegenüberstehenden Nutzen evaluiert;

– verschiedene Handlungsoptionen zur Vermeidung zukünftiger Netzengpässe in Strom- und Gasversorgungsnetzen präventiv in einer Kosten-Nutzen-Analyse abgewogen werden. Dabei sollte insbesondere im

Hinblick auf inländische Engpässe bei der Stromversorgung auch eine Teilung des Marktes in mehrere Preiszonen erwogen werden.

Die Bilanzierungs- und Regelsysteme im Strom- und Gassektor sollten weiterentwickelt werden, indem

– Preisauf- und -abschläge für die im Gassektor in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen nach dem Vorbild einer von der Monopolkommission vorgeschlagenen Methode berechnet werden;

– den Ausspeisenetzbetreibern im Gassektor kurzfristig Anreize gegeben werden, um ihre Prognosequalität für Standardlastprofile zu verbessern. Dazu sollten sie die finanzielle Verantwortung für einen bestimmten Anteil der Entwicklung der saldierten Abrechnungsbeträge für Mehr- und Mindermengen eines Jahres bekommen;

– die Beschaffung von Regelenergie im Gassektor zumindest vorläufig vollständig an die Börse verlagert wird, um so den Handel von Regelenergie über eine liquide Plattform erfolgen zu lassen;

– die vier Regelzonen im Stromsektor zu einer einzigen bundesweiten Regelzone vereinigt werden, um unter der Ägide eines unabhängigen Netzbetreibers die ökonomischen Anreize eines übermäßigen Einsatzes von Regelenergie grundsätzlich zu vermeiden.

Das System der Entgeltregulierung und Investitionsgenehmigung sollte weiterentwickelt werden, indem

– der Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen, der im Rahmen der Genehmigung von Investitionsbudgets von der Bundesnetzagentur berücksichtigt wird, explizit in die Anreizregulierungsverordnung aufgenommen wird. Bezugnehmend auf die bisherige Berechnungsmethode der Bundesnetzagentur sollte jedoch stets nur der halbe Betrag angesetzt werden. Langfristig sollte geprüft werden, ob die Regelungen zur Anerkennung von Investitionsbudgets im Rahmen der Anreizregulierung modifiziert werden müssen;

– die Regulierung analog zu unregulierten Branchen eine Verzinsung vorsieht, die unabhängig von einer bestimmten Kapitalstruktur ist. Dazu sollte die Ermittlung einer individuellen Eigenkapitalquote gemäß Strom- und Gasnetzentgeltverordnung durch eine fixe kalkulatorische Eigenkapitalquote von z. B. 40 Prozent ersetzt werden;

– die bisherigen Erfahrungen mit der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur in einem öffentlichen Bericht evaluiert werden und mögliches Verbesserungspotenzial, auch unter Berücksichtigung der Erfahrungen in anderen Ländern, ermittelt wird.

Der Umgang mit Netzkonzessionen sollte angepasst werden, indem

– die zuständigen Kartellbehörden bei entsprechenden Anhaltspunkten prüfen, ob die pauschale Geltendmachung der nach der Konzessionsabgabenverordnung zulässigen Höchstsätze den Tatbestand des Preismissbrauchs erfüllen. Ein solcher Missbrauch kann sowohl durch die konzessionsvergebende Kommune als auch durch den Netzbetreiber, der über das Wegenutzungsrecht verfügt, erfolgen;

– die Aufnahme von Konzessionen zum Betrieb von Energieversorgungsnetzen in den Kreis der nach §§ 97 ff. GWB ausschreibungspflichtigen Sachverhalte vom Gesetzgeber geprüft wird.

Da die Gegenleistungen für die Konzessionsvergabe streng reglementiert und nach oben gedeckelt sind, sollte das Vergabeverfahren mit der Zielsetzung ausgestaltet werden, einen möglichst niedrigen Preis bei der Energieversorgung von Endkunden sicherzustellen. Demnach müsste der Bewerber den Zuschlag erhalten, der den höchsten Abschlag auf die regulierten Netzentgelte anbietet;

– gesetzlich geregelt wird, dass im Falle vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen Konzessionsverträge ausschließlich mit dem jeweiligen Netzbetreiber und nicht mit anderen Teilen eines solchen Unternehmens abgeschlossen werden kann.

Die Unbundling-Vorgaben sollten durch den Gesetzgeber geändert werden, indem

– die Grenze gemäß § 7a Absatz 7 EnWG, nach der Energieversorgungsunternehmen mit weniger als 100 000 Kunden von der operationellen Entflechtung ausgenommen sind, entfällt. Die Grenze gemäß § 7 Absatz 2 EnWG, nach der Energieversorgungsunternehmen mit weniger als 100 000 Kunden von der rechtlichen Entflechtung ausgenommen sind, könnte zudem gesenkt werden;

– die Umsetzung der Entflechtungsvorgaben schärfer kontrolliert wird.

Die Regulierung der Bahnstromversorgung sollte entsprechend den wettbewerblichen Anforderungen im Energie- und Bahnsektor angepasst werden, indem

– die Vorschrift des § 12 StromNZV um eine Vorgabe für Bahnstromnetzbetreiber ergänzt wird, nach der für Eisenbahnverkehrsunternehmen spezielle Bahn-Lastprofile zur Anwendung kommen. Diese sind für jeden Verkehr nach Fahrplan und Gelegenheitsverkehre zu berechnen und sollen kumuliert dem typischen Tageslastgang im Bahnstromnetz entsprechen;

– die Bahn-Lastprofile differenziert nach Zug- und Streckentyp um eine typische Bremsstrommenge bereinigt werden. Auf der Fahrt erzeugter Bremsstrom wird somit direkt mit dem Verbrauch nach einer bestimmten Quote verrechnet. Die Verrechnungsquote sollte vom Netzbetreiber festgelegt und von der Bundesnetzagentur geprüft werden und muss der erwarteten Vermeidungsarbeit in Kilowattstunden entsprechen;

- der Preis für Ausgleichsenergie im Bahnstromnetz nach den Vorgaben des § 8 StromNZV symmetrisch festgelegt und von der Bundesnetzagentur geprüft wird. § 12 StromNZV sollte zudem um eine Regelung für die kontinuierliche Abrechnung von Mehr- und Mindermengen ergänzt werden;
- das Bahnstromfernleitungsnetz eindeutig und vollumfänglich einer regulatorischen Kontrolle von Zugang und Entgelten durch das Energiewirtschaftsgesetz ausgesetzt wird. Dazu sollte der Zusatz „einschließlich der Bahnstromfernleitungen" aus der Legaldefinition von Eisenbahninfrastrukturunternehmen in § 2 Absatz 3 AEG gestrichen werden.

Mehr Wettbewerb auf Energieendkundenmärkten

Um eine für die kartellrechtliche Kontrolle geeignete Marktabgrenzung im Bereich der Endkundenmärkte vorzunehmen, sollte das Bundeskartellamt

- eine separate Abgrenzung der Grundversorgermärkte im Strom- und Gassektor durch quantitative Tests fundieren.;
- eine im Strom- und Gassektor abweichende Abgrenzung der Märkte für die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden mit Energie hinreichend begründen.

Das Instrument der Preismissbrauchskontrolle sollte nur mit Bedacht angewendet werden und dementsprechend sollte

- das Bundeskartellamt auf Energieendkundenmärkten nur dann Preismissbrauchsverfahren einleiten, wenn keine angreifbaren Behinderungstatbestände vorliegen und in einem überschaubaren Zeitraum keine Wettbewerbsentwicklung in dem betroffenen Markt zu erwarten ist;
- das Bundeskartellamt Verfahren auf Basis von § 29 GWB eher auf die Kostenkontrolle gemäß § 29 Satz 1 Nummer 2 GWB als auf den Entgeltvergleich nach § 29 Satz 1 Nummer 1 GWB stützen;
- das Bundeskartellamt Preismissbrauchsverfahren stets am Maßstab wirksamen Wettbewerbs ausrichten und konsistent durchführen, sodass die Prüfmethodik auch einer gerichtlichen Überprüfung standhält. Bei Kostenkontrollen sollte das Amt deshalb Kapitalkosten berücksichtigen und symmetrische Zeiträume für die Prüfung eines möglichen Missbrauchs und die Wahl eines Vergleichsunternehmens wählen;
- der Gesetzgeber den zum Jahresende 2012 auslaufenden § 29 GWB nicht verlängern.

Allgemeine Empfehlungen

- Der Atomausstieg sollte zu einem umfassenden energiewirtschaftlichen Strukturwandel genutzt werden, der auch die Einführung von neuen Instrumenten wie Kapazitätsmärkten einschließen kann.
- Eine viel stärkere Koordinierung in zentralen Aspekten der Energiepolitik, vor allem in der Frage der Versorgungssicherheit und Umweltpolitik, auf EU-Ebene ist erforderlich.
- Die Monopolkommission erkennt keine wohlfahrtsökonomischen Vorzüge einer Rekommunalisierung und äußert sich insofern lediglich verhalten gegenüber der teilweise vorherrschenden Rekommunalisierungs-Euphorie.

Bonn, im September 2011

Justus Haucap

Christiane Kofler Thomas Nöcker

Angelika Westerwelle Daniel Zimmer



Gesamtherstellung: H. Heenemann GmbH & Co., Buch- und Offsetdruckerei, Bessemerstraße 83–91, 12103 Berlin, www.heenemann-druck.de
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.betrifft-gesetze.de
ISSN 0722-8333